



M 2015

PLANEAMENTO DA OPERAÇÃO DE CENTRAIS HÍDRICAS EM AMBIENTE DE MERCADO UTILIZANDO A FUNÇÃO FMINCON DO MATLAB

JOSÉ RUI DIAS DE MORAIS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA
À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO EM
ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

A Dissertação intitulada

**“Planeamento da Operação de Centrais Hídricas em Ambiente de Mercado
Utilizando a Função fmincon do MATLAB”**

foi aprovada em provas realizadas em 20-02-2015

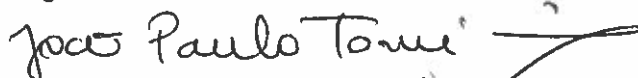
o júri



Presidente Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo
Professor Associado do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professora Doutora Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira
Professor Adjunto Departamento de Engenharia Electrotécnica do Instituto Superior
de Engenharia do Porto



Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
Professor Associado do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - José Rui Dias de Moraes

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Planeamento da Operação de Centrais Hídricas em Ambiente de Mercado Utilizando a Função *fmincon* do MATLAB

José Rui Dias de Moraes

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva

25 de Fevereiro de 2015

Resumo

O sector elétrico foi alvo de importantes alterações nos últimos anos. A introdução dos mercados de eletricidade levou à reestruturação de um setor que sempre foi muito tradicional, transformando uma estrutura centralizada numa estrutura desagregada.

Apesar de Portugal ter um grande potencial hidroelétrico, apenas 50% deste potencial está a ser aproveitado, sendo Portugal fortemente dependente dos combustíveis fósseis importados. Tudo isto, juntamente com o facto de que uma grande parte da energia elétrica produzida em Portugal já seja proveniente de grandes centrais hídricas, levou a um aumento do investimento na construção de novos aproveitamentos hidroelétricos, ao reforço das potências instaladas e a estudos relacionados com a otimização do planeamento operacional destas centrais hídricas.

No entanto, a otimização do planeamento operacional de centrais hidroelétricas representa um problema muito complexo, devido à relação não linear entre a potência, a queda e o caudal de uma central hidroelétrica, assim como devido às interligações hidráulicas entre as centrais. Outros fatores dificultam a resolução deste problema de otimização, tais como, a possibilidade de existirem centrais dotadas de grupos reversíveis, a incerteza associada às afluências naturais e o facto das decisões operacionais realizadas no presente afetarem as condições de exploração dos sistemas no futuro.

Este trabalho tem como objetivo a implementação de um modelo de otimização baseado na função *fmincon* do MatLab, de modo a determinar uma estimativa da remuneração obtida pelas centrais hídricas, através da otimização da operação de centrais hidroelétricas num ambiente de mercado. Usando como entradas o número de reservatórios e o número de períodos, bem como a estrutura do sistema hídrico, as afluências e outras características técnicas dos aproveitamentos, o modelo deverá permitir obter os melhores períodos para turbinar a água para produção de energia elétrica, e quais os períodos em que deve ser usada a energia elétrica para realizar bombagem, passando a água de jusante para montante, de maneira a maximizar os lucros obtidos.

Esta aplicação foi testada utilizando dados cedidos pela EDP Produção, baseados nos aproveitamentos do rio Douro Nacional, para um cenário de 24 horas discretizado em períodos horários. Os resultados obtidos permitem verificar que o método opta pelos períodos em que o preço de mercado é mais elevado para turbinar, e opta pelos períodos em que o preço de mercado é mais baixo para bombear. Este seria o resultado esperado de maneira a maximizar a remuneração obtida pelas centrais hídricas. No entanto, apesar de ser possível resolver o problema com a função *fmincon*, verifica-se que o tempo de computação é muito elevado à medida que o número de centrais aumenta, e o ponto inicial escolhido pode levar a que a solução obtida corresponda a um ótimo local, não permitindo determinar o ótimo global do problema.

Abstract

The electricity sector has suffered important changes in recent years. The introduction of electricity markets led to a restructuration of a sector, that was always very traditional, transforming a centralized structure in a disaggregated structure.

Despite the fact that Portugal has a high hydroelectric potential, only 50% of it is being currently explored, making the country dependent of the imported fossil fuels. The need to reduce this dependency and the desire to explore all of the hydroelectric potential, led to a boosting in the investment of new hydroelectric power plants, to the reinforcement of the installed capacity and in studies to optimize the operational planning of these hydroelectric power plants.

However, the optimization of the operational planning of hydroelectric power plants is a complex problem, due to the non-linear relation between the power, the head and the flow of a hydroelectric power plant, as well as the hydro interdependency between them. Other factors can hinder this task, such as the possibility of having reversing groups, the uncertainty about the natural inflows, and the fact that operational decisions taken in the present will affect the system operation in the future.

This work aims to implement an optimization model based on the MatLab function *fmincon*, to determinate an estimate of the remuneration of hydros power plants, through the optimization of their operation in a market environment. Using as an input the number of hydroelectric plants and the number of periods, as well as the structure of the hydro system, the inflows and other technical characteristics of the units, the model should give as an output the most adequate periods for water usage to generate electricity, and the most adequate periods for the usage of electricity to pump the water downstream to upstream, in order to maximize the profits.

Our approach was applied to a test case, with data provided by EDP Produção, based in the Portuguese Douro River cascade, for a time period of 24 hours. The results show that the method selects the periods with the higher market prices to generate electricity, and the periods where the market prices are lower to pump the water. This was the expected behavior in order to maximize the remuneration of hydro power plants. However, although the problem can be solved using *fmincon* MatLab function, it presents high processing times as the number of hydroelectric plants increases. On the other hand, the final solution depends on the selected initial point in the sense that some initial solutions can lead the algorithm to identify local optimum.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, ao Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva, meu orientador da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, por todo o seu apoio e conhecimento ao longo deste semestre. Um obrigado por toda a sua disponibilidade, prontidão e rigor, que certamente servirão de exemplo para a minha vida profissional.

À EDP Produção, pela oportunidade oferecida. Um obrigado à Maria João pela sua ajuda e tempo disponibilizado, e um agradecimento especial ao Eng. José Carlos Sousa por toda a sua dedicação, disponibilidade e todo o entusiasmo com que me ajudou, abdicando muitas vezes do seu tempo pessoal.

A todos os meus amigos pelos momentos e boas recordações, pela companhia e pelas boleias, pela amizade e pelos conselhos que me permitiram chegar ao fim desta etapa.

Aos amigos que ganhei na faculdade, por todas as horas de estudo, discussões e apoio, por toda a ajuda e por todos os momentos de alegria que me proporcionaram.

À minha namorada, que sempre me acompanhou ao longo deste percurso e sempre me deu total apoio e liberdade, estando sempre do meu lado.

Finalmente gostaria de deixar um profundo agradecimento à minha família, especialmente à minha mãe por toda a autonomia, paciência e liberdade que me concedeu, bem como pela sua compreensão e apoio nas minhas decisões. Gostaria também de deixar uma palavra ao meu pai, que apesar de não me poder acompanhar nesta etapa da minha vida, foi como se estivesse sempre comigo.

Aos que injustamente me esqueci de referir, a todos um obrigado.

José Rui Dias de Moraes

*"Imagination is more important than knowledge.
Knowledge is limited.
Imagination encircles the world."*

Albert Einstein

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos	1
1.3	Estrutura da Dissertação	2
2	Estado da Arte	3
2.1	Enquadramento Geral	3
2.2	Passado do Setor Elétrico	3
2.3	Estrutura Atual do Setor	5
2.3.1	Aspetos Gerais	5
2.3.2	Atividade de Regulação	7
2.3.3	Cadeia de Valor do Setor Elétrico	7
2.4	Mercados de Eletricidade	9
2.4.1	Considerações Gerais	9
2.4.2	Modelo de Mercado em <i>Pool</i>	9
2.4.3	<i>Pool</i> Simétrico	9
2.4.4	<i>Pool</i> Assimétrico	11
2.4.5	Contratos Bilaterais	12
2.4.6	Modelos Mistos	13
3	MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade	15
3.1	Enquadramento Geral	15
3.2	Estrutura do MIBEL	16
3.3	OMIE – Pólo Espanhol	17
3.3.1	Mercado Diário	17
3.3.2	Mercado Intradiário	18
3.4	OMIP - Pólo Português	19
3.4.1	Mercado a Prazo	20
3.5	Gestão de Interligações - <i>Market Splitting</i>	21
4	Gestão de Aproveitamentos Hidroelétricos	23
4.1	Energia Hidroelétrica	23
4.2	Situação em Portugal	24
4.3	Classificação das Centrais Hídricas	25
4.4	Constituição de uma Central Hidroelétrica	26
4.5	Exploração de Aproveitamentos Hidroelétricos	27
4.5.1	Características Gerais	27
4.6	<i>Hydro Scheduling Problem</i>	28

4.6.1	Potência Gerada por um Aproveitamento Hidroelétrico	29
4.7	Formulação Geral do Problema	34
4.7.1	Variáveis	34
4.7.2	Restrições	36
4.7.3	Formulação Completa do Problema	36
5	Descrição da Metodologia Adotada	39
5.1	Função <i>fmincon</i> do MatLab	39
5.2	Formulação do Problema Simplificado	39
5.3	Modelos Desenvolvidos	41
5.3.1	Considerações Gerais	41
5.3.2	Modelo Ilustrativo Inicial	41
5.3.3	Modelo 1 - Sistema com um reservatório	43
5.3.4	Modelo 2 - Sistema com dois reservatórios	43
5.3.5	Modelo 3 - Sistema com quatro reservatórios	45
5.3.6	Modelo 4 - Sistema com oito reservatórios	47
6	Apresentação e Análise dos Resultados	49
6.1	Considerações Gerais	49
6.2	Modelo 1	50
6.2.1	Caso 1	50
6.2.2	Caso 2	51
6.2.3	Caso 3	51
6.3	Modelo 2	53
6.3.1	Caso 1	54
6.3.2	Caso 2	55
6.4	Modelo 3	57
6.5	Modelo 4	61
6.5.1	Caso 1	62
6.5.2	Caso 2	62
6.5.3	Caso 3	67
7	Conclusões e Trabalhos Futuros	73
7.1	Conclusões Finais	73
7.2	Propostas de Desenvolvimento Futuro	74
A	Anexos	75
A.1	Anexo A - Preços de Mercado	75
A.2	Anexo B - Características das centrais	76
	Referências	77

Lista de Figuras

2.1	Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].	4
2.2	Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].	5
2.3	Funcionamento de um Pool Simétrico [1].	10
2.4	Funcionamento de um <i>Pool</i> Assimétrico [1].	12
2.5	Contratos bilaterais às diferenças [1].	13
2.6	Modelo Misto de exploração do setor elétrico [1].	14
3.1	Esquema Organizativo do MIBEL [2].	16
3.2	Sessões do mercado intradiário no MIBEL [3].	19
4.1	Potência gerada por uma central hídrica em função da queda e do caudal [4].	32
4.2	Potência gerada por uma central hídrica em função do caudal, para diferentes valores de queda [4].	32
4.3	Impacto da perda de carga no valor da potência [4].	33
4.4	Configuração de dois reservatórios em cascata [5].	35
5.1	Sistema hídrico com um reservatório [5].	41
5.2	Esquema com dois aproveitamentos em cascata.	43
5.3	Esquema com quatro aproveitamentos.	45
5.4	Esquema com oito aproveitamentos baseado no Douro Nacional.	47
6.1	Preços de mercado utilizados.	49
6.2	Resultados obtidos para o Caso 1 do Modelo 1.	50
6.3	Resultados obtidos para o Caso 2 do Modelo 1.	51
6.4	Resultados obtidos para o Caso 2 do Modelo 1, com a representação do volume.	52
6.5	Resultados obtidos para o Caso 3 do Modelo 1.	52
6.6	Resultados obtidos para o Caso 3 do Modelo 1, com representação do volume.	53
6.7	Esquema das duas centrais utilizadas no Modelo 2.	54
6.8	Resultados obtidos no Caso 1 do Modelo 2 para a central A.	54
6.9	Resultados obtidos no Caso 1 do Modelo 2 para a central B.	55
6.10	Resultados obtidos no Caso 1 para a central B com representação do volume.	55
6.11	Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 2 para a central A.	56
6.12	Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 2 para a central B.	56
6.13	Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 2 para a central B, com representação do volume.	57
6.14	Esquema das quatro centrais utilizadas no Modelo 3.	58
6.15	Resultados obtidos para a Central A no Modelo 3.	58
6.16	Resultados obtidos para a Central B no Modelo 3.	59
6.17	Resultados obtidos para a Central B no Modelo 3, com representação do volume.	59

6.18 Resultados obtidos para a Central C no Modelo 3.	60
6.19 Resultados obtidos para a Central D no Modelo 3.	60
6.20 Esquema das oito centrais utilizadas no Modelo 4.	62
6.21 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central A.	63
6.22 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central B.	63
6.23 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central B, com representação do volume.	64
6.24 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central C.	64
6.25 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central D.	64
6.26 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central E.	65
6.27 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central F.	65
6.28 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central F, com representação do volume.	65
6.29 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central G.	66
6.30 Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central H.	66
6.31 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central A.	67
6.32 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central B.	68
6.33 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central B, com representação do volume.	68
6.34 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central C.	68
6.35 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central D.	69
6.36 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central E.	69
6.37 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central F.	69
6.38 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central F, com representação do volume.	70
6.39 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central G.	70
6.40 Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central H.	70

Lista de Tabelas

4.1	Novos aproveitamentos EDP [6].	24
4.2	Reforços de Potência da EDP [7].	25
4.3	Variáveis de decisão, de estado e parâmetros utilizados no HSP.	35
5.1	Variáveis de decisão, de estado e parâmetros para o modelo simplificado.	40
6.1	Características da Central A utilizada no Modelo 1.	50
6.2	Valores da função objetivo e dos tempos de computação para o Modelo 1.	53
6.3	Características das centrais utilizadas no Modelo 2.	53
6.4	Valores da função objetivo e dos tempos de computação do Modelo 2.	56
6.5	Características das centrais utilizadas no Modelo 3.	57
6.6	Pontos iniciais testados no Modelo 3.	59
6.7	Resultados obtidos para os pontos iniciais no Modelo 3.	60
6.8	Características das centrais utilizadas no Modelo 4.	61
6.9	Características do ponto inicial utilizado no Caso 1 do Modelo 4.	62
6.10	Características do ponto inicial utilizado no Caso 2 do Modelo 4.	63
6.11	Valores da função objetivo e dos tempos de computação para o Caso 2 do Modelo 4.	67
6.12	Valores da função objetivo e dos tempos de computação para o Caso 3 do Modelo 4.	67
A.1	Preços de mercado para um horizonte temporal de 24 horas.	75
A.2	Características das centrais utilizadas	76

Abreviaturas e Símbolos

CB	Contratos Bilaterais
DNA	Douro Nacional Adaptado
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
HSP	<i>Hydro Scheduling Problem</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MC	Mercados Centralizados
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OM	Operador de Mercado
OMIE	Operador de Mercado Ibérico - Pólo Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Ibérico - Pólo Português
OTC	<i>Over-The-Counter</i>
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico
RD	Rede de Distribuição
REN	Rede Elétrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
RT	Rede de Transporte
SA	Serviços Auxiliares
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

Portugal é um país com uma grande dependência energética exterior. Apesar de ter um elevado potencial hídrico, apenas 50% deste potencial está a ser aproveitado. Com o objetivo de diminuir esta dependência estão a ser realizados grandes investimentos na construção de novos aproveitamentos hidroelétricos e no reforço de potência em aproveitamentos já existentes.

No entanto, a exploração de centrais hídricas é um problema bastante complexo, já que as decisões de operação relativas à turbinagem e bombagem irão influenciar as condições de exploração em instantes futuros. A interdependência entre centrais hídricas que se encontrem no mesmo curso de água é também um fator muito importante, já que as decisões de operação das centrais a montante influenciam as condições de exploração das centrais a jusante. Estas características juntamente com o facto de existir uma relação não linear entre a potência, o caudal e a queda de uma central hídrica, tornam a resolução deste problema muito complexa.

A elevada complexidade e a necessidade de otimização do planeamento da operação das centrais hídricas levou à utilização de ferramentas computacionais para a resolução destes problemas. Apesar de já existirem vários estudos realizados, as empresas produtoras estão sempre à procura da melhor forma de otimização, que lhes permita maximizar a remuneração proveniente da produção de energia.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é a implementação de uma aplicação computacional que, recorrendo à função *fmincon* do MatLab, seja capaz de realizar para um dado horizonte temporal o planeamento operacional de um conjunto de aproveitamentos hidroelétricos, num ambiente de mercado.

A *fmincon* é uma função que permite encontrar o mínimo de uma função multivariável não linear restrita. Esta função recebe como entradas o número de períodos e de reservatórios a otimizar,

os preços de mercado e as afluências das centrais, e deve dar como saídas quais os períodos adequados para produção de energia elétrica (turbinagem) e quais os períodos adequados para realizar bombagem, tendo em em conta os preços de mercado que são dados de entrada do problema.

1.3 Estrutura da Dissertação

Este documento encontra-se dividido em sete capítulos. No presente capítulo, Introdução, é feito um pequeno resumo sobre a estrutura da tese, a motivação e os objetivos da mesma.

No Capítulo 2, Estado da Arte, é realizado um enquadramento geral sobre a energia elétrica, sobre a evolução do setor elétrico, apresentando as razões que levaram à sua reestruturação, e por último são abordados os mercados de eletricidade.

No Capítulo 3, MIBEL, é feito um resumo sobre a evolução do Mercado Ibérico de Eletricidade e como é constituída a sua estrutura e se realiza o seu funcionamento.

No Capítulo 4, Gestão de Aproveitamentos Hidroelétricos, é feita uma caracterização dos aproveitamentos hidroelétricos existentes e qual a sua constituição, é ainda analisada a situação em Portugal. É também abordado o problema da exploração de aproveitamentos hidroelétricos, a sua formulação matemática e a definição das variáveis e restrições do problema.

No Capítulo 5, Descrição da Metodologia, é feito um enquadramento sobre a função que irá ser utilizada na resolução do problema, é apresentada a formulação simplificada do problema que foi utilizada neste trabalho, e são apresentados os modelos utilizados na aplicação desenvolvida e as condições detalhadas desses modelos.

No Capítulo 6, Apresentação e Análise dos Resultados, são apresentados os resultados obtidos com os testes realizados considerando os vários modelos referidos anteriormente.

No Capítulo 7, Conclusões e Trabalhos Futuros, são apresentadas as principais conclusões retiradas do trabalho e quais as perspetivas para trabalhos futuros.

Por último são incluídos dois anexos que contém os preços de mercado e as características das centrais utilizadas.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 Enquadramento Geral

O sistema elétrico de energia apresentava inicialmente uma estrutura de exploração básica, as redes eram de pouca potência e abrangiam uma área pouco significativa. No entanto, à medida que as tecnologias foram evoluindo e os consumos foram aumentando, a extensão das redes e as potências envolvidas sofreram incrementos. Estes incrementos, juntamente com o facto de muitas vezes os recursos hídricos disponíveis se encontrarem afastados dos locais de consumo, originaram a construção de redes de transporte de maior dimensão e com níveis de tensão mais elevados, pelo que pequenos sistemas isolados passaram a ser grandes sistemas elétricos. [1].

Esta evolução foi acompanhada pela progressiva interligação dos vários sistemas elétricos nacionais, de maneira a obter uma maior segurança e estabilidade na exploração destes sistemas. Nos dias de hoje estes sistemas apresentam-se como uns dos mais fiáveis construídos pelo Homem.

Sendo a energia elétrica considerada um bem essencial, o seu fornecimento está sujeito a obrigações de serviço público, da responsabilidade de todos os intervenientes no setor elétrico, destacando-se a segurança, a regularidade e a qualidade do seu abastecimento, a garantia da universalidade de prestação de serviço, a garantia da ligação de todos os clientes às redes e a proteção dos consumidores relativamente a tarifas e preços [8].

O Sistema Elétrico de Energia tem como objetivo igualar a produção de energia às necessidades dos consumidores em cada instante, com o máximo de eficiência e transparência possível. A necessidade de uma maior transparência foi um dos principais fatores que levou à mudança de paradigma, que levou ao desenvolvimento dos mercados de energia elétrica.

2.2 Passado do Setor Elétrico

Em Portugal e até 1975, o setor elétrico estava organizado em termos de concessões atribuídas a entidades privadas. Neste ano ocorreu a nacionalização e a integração vertical do setor com a criação da EDP, EP, que mais tarde dará origem à EDP, SA. Alguns anos mais tarde na década de 80 houve um esforço para completar a eletrificação rural.

Esta estrutura verticalmente integrada abrangia toda a cadeia de valor da energia elétrica, ou seja, desde a sua produção até à distribuição. A exploração do setor elétrico era feita em monopólio, pois mesmo que existissem várias empresas no mesmo país estas atuavam em áreas geográficas diferentes, não havendo assim qualquer competição. A Figura 2.1 ilustra esta estrutura verticalmente integrada que caracterizava o setor elétrico nesse período. [1].

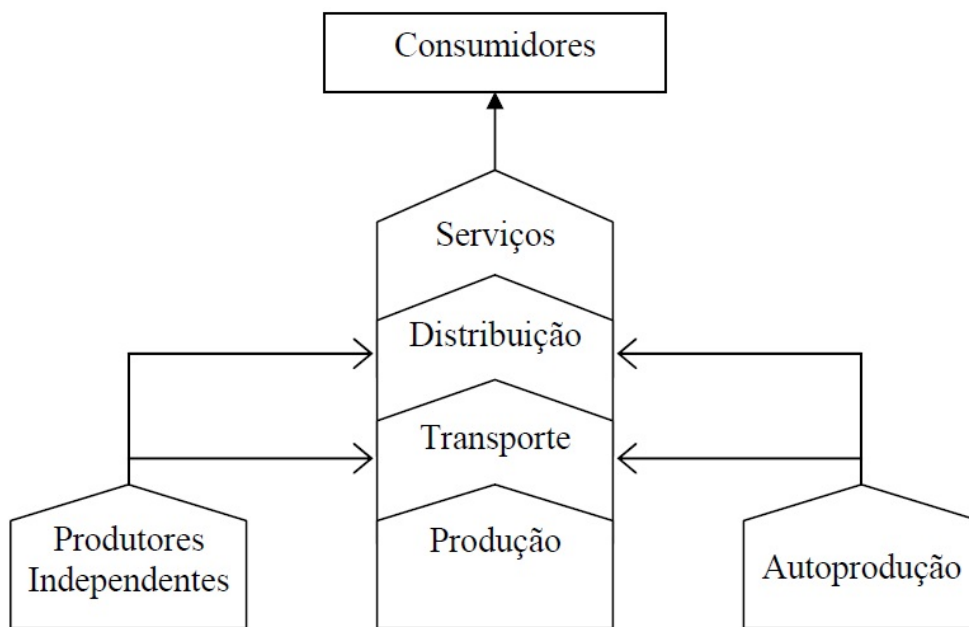


Figura 2.1: Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].

Este tipo de estrutura manteve-se durante vários anos, sendo considerada na altura como a melhor forma de organização do setor. No entanto, apresentava um conjunto de implicações:

- Não era dada a possibilidade aos consumidores de escolherem os seus fornecedores;
- O preço da eletricidade era determinado através de processos de regulação tarifários que, muitas vezes, eram pouco claros;
- Este tipo de regulação originava que o setor elétrico funcionasse muitas vezes como um elemento amortecedor em períodos de maior crise económica, sendo os níveis tarifários sujeitos a uma gestão política realizada pelo poder executivo;
- O planeamento das atividades era feito de uma forma centralizada e menos complexa do que hoje em dia. O facto de na altura as taxas de juro serem reduzidas, o custo das infraestruturas se manter inalterado e as taxas de variação anual da carga se manterem elevadas e constantes facilitavam as tarefas de previsão e de planeamento da expansão;
- Este ambiente económico em que o risco não era considerado levava muitas vezes à construção de equipamentos sobredimensionados, dando origem a grandes economias de escala na produção e na transmissão de energia.

Todos estes aspetos, juntamente com a crise petrolífera de 1973 despoletaram a necessidade de uma reestruturação do setor elétrico, originando assim o aparecimento dos mercados de eletricidade. [1]

2.3 Estrutura Atual do Setor

2.3.1 Aspetos Gerais

A reestruturação do setor elétrico fez com que o sistema tradicional sofresse mudanças muito significativas, nascendo dessas mudanças uma nova estrutura desverticalizada. Esta desverticalização transformou as empresas verticalizadas em estruturas abertas a diversos intervenientes, apresentando assim mercados concorrenciais nas extremidades da sua estrutura. Com o aparecimento destes novos mecanismos de mercado, ocorreu uma modificação nos objetivos do setor passando-se de uma lógica de minimização de custos para uma lógica de maximização do benefício social proveniente da utilização de energia elétrica.

Esta maximização pode ser traduzida pela equação (2.1), em que $B(Pg)$ representa o benefício que o conjunto da sociedade obtém pela utilização da energia elétrica, e $CPg(Pg)$ representa o custo associado à sua produção. Esta função poderá integrar não apenas os custos relacionados com a exploração a curto prazo do sistema, mas também os custos de investimento a amortizar a longo prazo [1].

$$\max Z = B(Pg) - CPg(Pg) \quad (2.1)$$

Devido ao aparecimento de novos intervenientes no mercado de eletricidade, é fundamental que existam mecanismos de coordenação e de regulação independentes que garantam o correto funcionamento do sistema. Surgem assim os Operadores Independentes do Sistema (ISO) e os Operadores de Mercado, bem como as agências reguladoras. Esta nova estrutura desagregada encontra-se esquematizada na Figura 2.2.

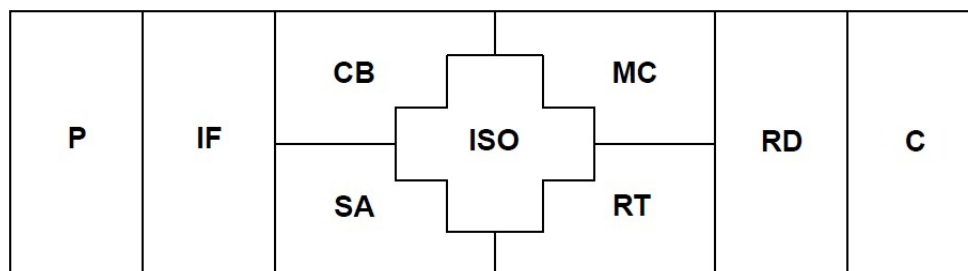


Figura 2.2: Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].

Nesta figura é possível observar que nas extremidades da cadeia de valor temos as atividades de produção (P) e de comercialização (C), que se desenrolam num ambiente fortemente competitivo. De seguida, temos a intermediação financeira (IF) e a rede de distribuição (RD), funcionando esta em regime de monopólio regulado. A zona central da figura corresponde a um conjunto de

funções que antes se encontravam englobadas no sistema de transporte. Estas atividades incluem os contratos bilaterais (CB), os mercados centralizados (MC), o Operador Independente do Sistema (ISO), a rede de transporte (RT) e os serviços auxiliares (SA).

Os Contratos Bilaterais (CB) supõem o estabelecimento de contratos bilaterais físicos ou financeiros entre entidades produtoras, por um lado, e comercializadores ou clientes elegíveis, por outro. Estes contratos englobam o preço e a modulação da energia a produzir e consumir durante um intervalo de tempo geralmente longo.

Os Mercados Centralizados (MC) recebem as propostas de compra e de venda de energia elétrica, tipicamente para cada hora ou cada meia hora do dia seguinte (*Day-Ahead Markets*). Normalmente estas propostas incluem os valores da potência e do preço (mínimo a receber no caso das propostas de venda, máximo disposto a pagar no caso das propostas de compra). Estes mercados organizam as propostas recebidas, construindo um despacho puramente económico para cada intervalo de tempo do dia seguinte.

O *Independent System Operator* (ISO) é a entidade que tem funções de coordenação técnica da exploração do sistema de transporte. Esta entidade recebe os despachos puramente económicos preparados pelos mercados centralizados, bem como a informação relacionado com os contratos bilaterais em termos de nós da rede e das potências envolvidas. O ISO avalia assim a viabilidade técnica do conjunto despachos/contratos para cada intervalo de tempo do dia a seguir, tendo especial atenção à existência de congestionamentos. No caso de existirem congestionamentos (situação em que diversos componentes da rede veriam os seus limites técnicos serem ultrapassados) o despacho não é viável e é necessário aplicar um mecanismo de ajuste até que o despacho obtido se torne viável. No caso de não existirem congestionamentos o despacho é viável do ponto de vista técnico, seguindo-se a identificação e contratação dos serviços auxiliares. Em alguns casos, tal como acontece com a REN em Portugal, o ISO incorpora as funções de construção e manutenção da rede de transporte (RT), tendo a designação de TSO (*Transmission System Operator*).

A Rede de Transporte (RT) é a entidade que detém os ativos ou a concessão da rede de transporte e que, por razões ambientais e económicas, funciona em regime de monopólio natural nas áreas geográficas onde está implementada. Estas empresas, tal como as detentoras de ativos na atividade de rede de distribuição, são remuneradas através de Tarifas de Uso das Redes e a sua atividade é regulada por entidades reguladoras.

Os Serviços Auxiliares (SA) representam entidades ou equipamentos que fornecem serviços auxiliares, como por exemplo, regulação de frequência, produção de potência reativa/controlo de tensão e arranque autónomo. Estes serviços são necessários para o correto funcionamento do sistema elétrico de energia. As entidades que fornecem estes serviços não são necessariamente entidades produtoras, podendo ser empresas que possuam bancos de condensadores ou transfor-

madores com tomadas de regulação em carga. A contratação dos serviços auxiliares pode ser feita em mercados específicos, ou então, podem ser definidos através de mínimos que as empresas devem respeitar como condição para participar no mercado.

Este modelo representa a visão mais desagregada das diversas atividades associadas à produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica. Em vários países, algumas destas atividades encontram-se agrupadas, tal como se verifica, por exemplo, com a REN em Portugal [1].

2.3.2 Atividade de Regulação

Com a reestruturação do setor e devido ao facto de ser impraticável replicar as redes existentes, quer devido ao impacto ambiental, quer devido aos elevados investimentos, as atividades de rede (transporte e distribuição) mantiveram-se em regime de monopólio. No entanto, estão sujeitas a uma regulação apertada, levada a cabo em Portugal pela ERSE.

A ERSE é a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos responsável pela regulação dos setores do gás natural e da eletricidade. Esta regulação deve constituir um instrumento de eficiência e de racionalidade das atividades dos setores regulados, em termos objetivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da sua contínua supervisão e acompanhamento, integrados nos objetivos do mercado interno e dos mercados Ibéricos, assegurando a proteção dos consumidores e do ambiente.

A missão da ERSE passa então por [9]:

- Proteger os interesses dos consumidores relativamente aos preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento;
- Assegurar a existência de condições que permitam obter o equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público;
- Assegurar o cumprimento por parte dos agentes do setor, das obrigações de serviço público e das restantes obrigações estabelecidas na lei ou nos regulamentos aplicáveis;
- Aplicar as sanções junto das entidades intervenientes no Sistema Elétrico Nacional, cujas atividades estão sujeitas à regulação da ERSE.

2.3.3 Cadeia de Valor do Setor Elétrico

Tal como referido anteriormente na Secção 2.3.1, as atividades de Produção e Comercialização do Sistema Elétrico Nacional funcionam em regime de mercado, estando abertas à concorrência, enquanto que as atividades de rede de transporte e distribuição funcionam num regime de monopólio regulado.

Considerando que a cadeia de valor do setor elétrico engloba as atividades de produção, comercialização, transporte, distribuição e consumo de energia, é possível então caracterizar cada

uma destas atividades.

A produção de energia elétrica está sujeita a licenciamento e é desenvolvida num contexto de concorrência. Esta produção pode ser dividida em dois regimes: Regime Ordinário e Regime Especial. O Regime Especial é referente à produção de energia elétrica a partir de fontes endógenas ou renováveis (com a exceção das grandes centrais hidroelétricas), enquanto que o regime ordinário é referente a todas as outras fontes de energia. Tendo a produção de energia elétrica um forte impacto ambiental, existem incentivos à produção de energia a partir de fontes renováveis ou endógenas de maneira a diminuir estes impactos, sendo então a energia produzida a partir destas fontes injetada de forma prioritária nas redes, enquanto que a energia proveniente das centrais de maior potência é entregue usualmente nas redes de transporte, que fará o seu transporte para as redes de distribuição.

A atividade de transporte é assegurada pela Rede Nacional de Transporte, em regime de exclusividade através de uma concessão atribuída pelo Estado Português. Esta atividade integra o planeamento, desenvolvimento e operação da Rede Nacional de Transporte, bem como as interligações com as outras redes e a gestão técnica global do sistema. É da responsabilidade da RNT o escoamento da energia elétrica desde a produção até às redes de distribuição, existindo no entanto consumidores que por questões técnicas ou económicas estão ligados diretamente à rede de transporte. Atualmente esta concessão está atribuída à REN - Redes Energéticas Nacionais, sendo a REN responsável pela coordenação das instalações de produção e distribuição, garantindo uma continuidade e segurança no abastecimento que permitam o funcionamento integrado e eficiente do sistema.

A distribuição de energia, tal como a atividade de transporte, também é realizada em regime de exclusividade através de uma concessão feita pelo Estado Português. Esta atividade tem por base a Rede Nacional de Distribuição que inclui as redes em média e em alta tensão e a sua concessão foi atribuída a uma subsidiária do grupo EDP, a EDP Distribuição. As redes de distribuição de baixa tensão são também operadas ao abrigo de concessões atribuídas mediante concursos públicos lançados pelos municípios, estando a sua maioria igualmente concessionadas à EDP Distribuição [10].

A atividade de comercialização está aberta aos agentes de mercado e apenas está sujeita a um regime de licenciamento. Os comercializadores têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição e podem assim vender ou comprar eletricidade livremente, mediante o pagamento das tarifas de acesso às redes fixadas pela ERSE. Existe ainda o comercializador de último recurso que está sujeito à obrigação de fornecimento de energia aos clientes economicamente vulneráveis, clientes cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, e clientes que se encontrem em locais onde não exista oferta dos comercializadores em regime de mercado [11].

Relativamente ao consumo, os consumidores são livres de escolherem o seu fornecedor de energia, podendo adquirir energia tanto no mercado liberalizado, como no mercado regulado (neste caso ao comercializador de último recurso).

2.4 Mercados de Eletricidade

2.4.1 Considerações Gerais

A introdução de mecanismos de mercado no setor elétrico começou através da reformulação do relacionamento entre as entidades produtoras, por um lado, e as empresas distribuidoras e clientes elegíveis por outro. Posteriormente, numa fase de aprofundamento da reestruturação do setor elétrico, as atividades de exploração, manutenção e expansão das empresas distribuidoras foram separadas das atividades de comercialização. Surgiram assim os comercializadores, que funcionam como agentes que atuam no mercado estruturando do ponto de vista legal uma das áreas que se encontravam integradas nas empresas distribuidoras.

2.4.2 Modelo de Mercado em *Pool*

Com a reestruturação do setor elétrico, os mercados centralizados ou denominados também por mercados em *Pool*, passaram a ser uma das formas de relacionamento entre as empresas produtoras e os comercializadores ou consumidores elegíveis.

Estes mercados integram ou administram mecanismos a curto prazo nos quais se pretende equilibrar a produção e o consumo. Este equilíbrio é possível através de propostas comunicadas pelos produtores e pelos comercializadores ou consumidores elegíveis. Estas propostas são discretizadas para intervalos de tempos normalmente de 1 hora ou 30 minutos, e são submetidas no dia anterior àquele em que serão implementadas, sendo a denominação para estes mercados de *Day-Ahead Markets* ou Mercados *Spot* de Energia. Estes mercados podem ser simétricos ou assimétricos e voluntários ou obrigatórios.

2.4.3 *Pool* Simétrico

Normalmente os mercados diários de energia seguem o modelo simétrico, no sentido de permitir a realização de ofertas de compra e de venda de energia elétrica.

Assim, no modelo simétrico as entidades produtoras transmitem as suas ofertas de venda ao Operador de Mercado especificando a disponibilidade de produção para cada intervalo de tempo do dia seguinte, qual o nó de injeção e qual o preço mínimo a receber pelo serviço fornecido. Por outro lado, os comercializadores ou consumidores elegíveis transmitem as suas propostas de compra ao Operador de Mercado, especificando a potência pretendida para cada intervalo de tempo do dia seguinte, qual o nó de absorção e qual o preço máximo que estão dispostos a pagar para cada um desses intervalos.

Após a apresentação das propostas para cada intervalo, o Operador de Mercado organiza-as construindo as curvas de compra e de venda para cada intervalo de tempo, tal como se pode observar na Figura 2.3, realizando um despacho puramente económico baseado em preços. O ponto de interseção entre as duas curvas dá origem ao Preço de Mercado (*Market Clearing Price*) e a energia elétrica respetiva corresponde à Quantidade Negociada (*Market Clearing Quantity*). As ofertas de venda com preço superior ao preço de mercado e as ofertas de compra com preço inferior ao preço de mercado não são consideradas.

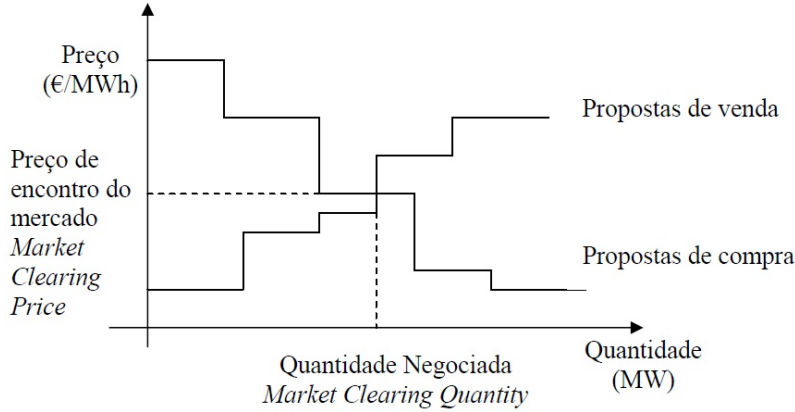


Figura 2.3: Funcionamento de um Pool Simétrico [1].

No final, se o despacho for tecnicamente viável, os geradores e as cargas cujas propostas foram aceites, irão receber e pagar respetivamente, o preço de mercado, ou seja, os produtores com a exceção do último produtor cuja proposta de venda foi aceite, irão obter uma remuneração superior aos custos marginais indicados nas suas ofertas de venda.

A apresentação de propostas de compra no mercado traduz a avaliação que os consumidores fazem relativamente ao benefício decorrente do uso da energia elétrica. Assim, até um determinado preço, o benefício é considerado superior ao preço a pagar por essa mesma energia. Caso o preço a pagar pela energia seja superior ao preço acima determinado torna-se economicamente inviável a compra desta mesma energia. O mercado em *Pool* tem então o objetivo de maximizar este benefício, denominado de Função de Benefício Social, que graficamente corresponde à maximização da área entre as curvas agregadas das ofertas de compra e de venda. A formulação matemática do problema de otimização associado é dada por (2.2) a (2.5) [12].

$$\max Z = \sum_{i=1}^{ND} C_{Di}^{of} \cdot P_{Di} - \sum_{j=1}^{NG} C_{Gj}^{of} \cdot P_{Gj} \quad (2.2)$$

Sujeito a:

$$0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.4)$$

$$\sum_{j=1}^{NG} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{ND} P_{Di} \quad (2.5)$$

Nesta formulação:

- ND - Número de propostas de compra;
- NG - Número de propostas de venda;
- C_{Di}^{of} - Preço que a carga i está disposta a pagar por unidade de energia;
- C_{Gj}^{of} - Preço que a unidade de produção j pretende receber por unidade de energia;
- P_{Di} - Potência despachada relativamente à carga i;
- P_{Gj} - Potência despachada relativamente à unidade de produção j;
- P_{Di}^{of} - Potência da proposta de compra da carga i;
- P_{Gj}^{of} - Potência da proposta de venda da unidade de produção j.

2.4.4 Pool Assimétrico

Outra possibilidade de organização dos mercados corresponde ao modelo assimétrico. Neste modelo apenas são apresentadas propostas de venda ao Operador de Mercado, sendo a procura normalmente modelizada por previsões de carga. Assume-se assim que a carga é completamente inelástica e que está disposta a pagar o preço que for necessário para ser integralmente alimentada. Nestas condições, os preços finais são então fortemente influenciados pelas ofertas de venda, pelo nível de procura e pela ocorrência ou não de saída de serviço de geradores.

Na Figura 2.4 está ilustrado o funcionamento de um *Pool* assimétrico, onde se pode observar as propostas de venda e a previsão da carga para três períodos horários diferentes.

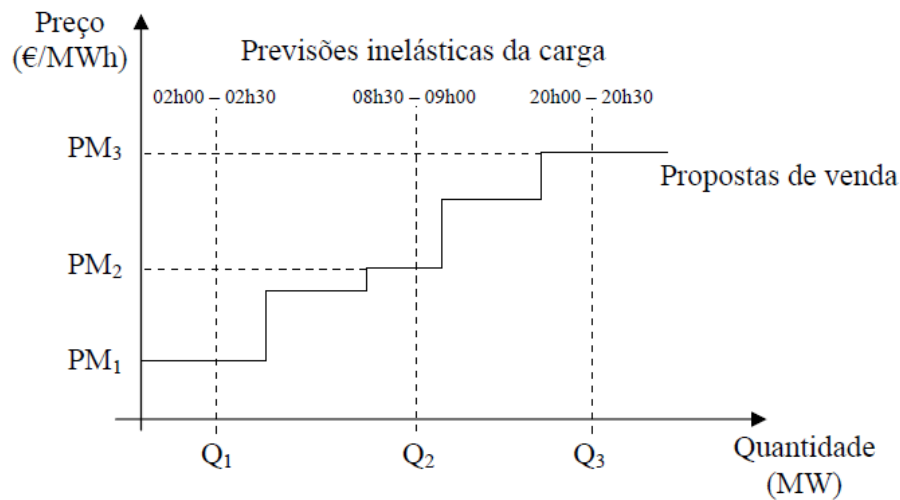


Figura 2.4: Funcionamento de um *Pool* Assimétrico [1].

Os mercados em *Pool* podem também ser definidos como obrigatórios ou voluntários, consoante a existência de disposições legais que tornem obrigatória a apresentação de ofertas de venda e/ou compra por parte das respetivas entidades. O funcionamento deste tipo de mercados é mais eficiente quanto maior for o número de participantes e quanto menor for a concertação na realização das propostas.

2.4.5 Contratos Bilaterais

Uma grande diferença entre o funcionamento do modelo em *Pool* e os contratos bilaterais é que, no primeiro caso, os produtores e os consumidores não se conseguem identificar mutuamente, apresentando ambos propostas no mercado centralizado que as organizará e devolve um despacho eficiente e puramente económico. No caso dos contratos bilaterais torna-se possível às entidades produtoras, distribuidoras, consumidores elegíveis e comercializadores, o estabelecimento de contratos diretamente entre si para a compra e venda de energia elétrica. Estes contratos bilaterais têm de ser validados pelo Operador do Sistema de maneira a garantir que não ocorre nenhuma violação das restrições técnicas de operação e segurança do sistema elétrico. É então da responsabilidade do Operador de Sistema a validação técnica da operação dos sistemas elétricos considerando despachos do Operador de Mercado e os contratos bilaterais.

Os contratos bilaterais podem ser de dois tipos, financeiros ou físicos. Os contratos físicos correspondem ao relacionamento direto entre produtores e consumidores, englobando normalmente um prazo longo (1 ano ou mais). Estes contratos incluem informações relativas ao preço do serviço e às condições de fornecimentos (nós de injeção e absorção de potência). Estes contratos são denominados de físicos porque, não havendo restrições técnicas que originem congestionamentos, significa que a indicação dos nós de absorção e injeção de potência afeta diretamente a forma de exploração do sistema elétrico. É importante mencionar que apesar do Operador do Sistema ter de

assegurar a viabilidade técnica destes contratos e do despacho do mercado centralizado, não tem qualquer conhecimento ou influência sobre o preço estabelecido nesses contratos.

Os contratos financeiros correspondem a mecanismos de índole puramente financeira destinados a lidar com o risco dos mercados a curto prazo. São denominados de mecanismos de *hedging* e funcionam como um seguro que visa internalizar as incertezas relativas à volatilidade do preço de mercado obtido no mercado diário. Estes contratos não afetam os despachos obtidos nestes mercados.

Um destes mecanismos corresponde ao estabelecimento de contratos às diferenças entre uma entidade produtora e uma entidade consumidora. Estas entidades acordam sobre o valor de um preço-alvo de tal modo que se o preço-alvo for superior ao preço de mercado a entidade consumidora paga a diferença entre o preço-alvo e o preço de mercado à entidade produtora. Nos intervalos de tempo em que o preço-alvo for inferior ao preço de mercado a entidade produtora paga a diferença entre o preço de mercado e o preço-alvo à entidade consumidora. Este mecanismo está ilustrado na Figura 2.5.

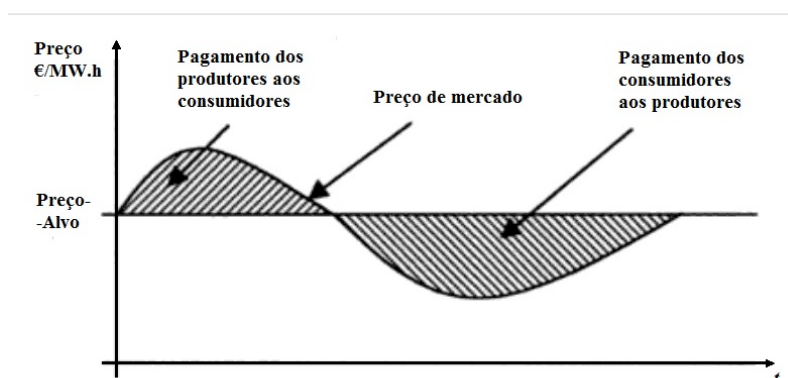


Figura 2.5: Contratos bilaterais às diferenças [1].

Existem ainda os contratos de futuros e de opções, em que é possível reservar a utilização de um dado recurso a um dado preço ao fim de um horizonte temporal. Os contratos de futuros apresentam um maior risco que as opções porque implicam a utilização do recurso no fim do horizonte temporal, enquanto que nos contratos de opções a utilização do recurso apenas está dependente da vontade do contratante.

2.4.6 Modelos Mistos

De um modo geral, nos países onde ocorreu ou está a ocorrer a reestruturação do setor elétrico, tem-se optado por estruturas mistas que permitem o funcionamento em simultâneo de um mercado centralizado tipo *Pool* e a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais físicos. Neste

sistema, o *Pool* corresponde a um mecanismo voluntário, já que existe uma forma alternativa de relacionamento entre as entidades produtoras e consumidoras.

A validação técnica de todos os contratos e dos despachos do *Pool* é realizada pelo Operador de Sistema. Este deverá possuir toda a informação necessária de maneira a garantir a viabilidade técnica do sistema. A Figura 2.6 ilustra este tipo de funcionamento.

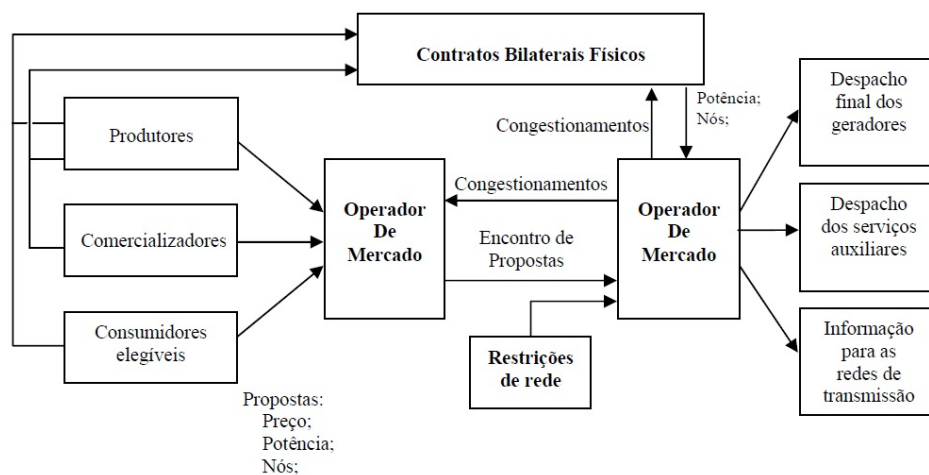


Figura 2.6: Modelo Misto de exploração do setor elétrico [1].

Capítulo 3

MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

3.1 Enquadramento Geral

O Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL) resultou de uma iniciativa conjunta entre os Governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promover a integração dos sistemas elétricos dos dois países, sendo um passo muito importante não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível Ibérico, mas também a nível Europeu, de modo a construir o mercado interno de eletricidade. Com a concretização do MIBEL, torna-se possível a qualquer consumidor Ibérico a compra de energia elétrica num regime de livre concorrência a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou Espanha [13].

O MIBEL tem então como principais finalidades [14]:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade de Portugal e Espanha, através da integração dos sistemas elétricos dos dois países;
- Estruturar o funcionamento do mercado baseando-se em princípios como o da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- Facilitar o desenvolvimento do mercado de eletricidade dos dois países, utilizando uma única metodologia integrada de definição de preços de referência para toda a Península Ibérica;
- Permitir o livre acesso ao mercado a todos os participantes e em condições de igualdade de direitos e obrigações, de transparência e de objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

O processo de integração dos sistemas elétricos Português e Espanhol foi formalmente iniciado com a celebração do “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e a Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade”, em Novembro de 2001. Nesse documento foram estabelecidas as bases necessárias para o início da cooperação entre as diversas entidades enquadradas no setor (administrações centrais, reguladores e operadores) tendo como objetivo a harmonização das condições de participação dos agentes económicos no âmbito do MIBEL [14].

3.2 Estrutura do MIBEL

O funcionamento do MIBEL assenta num modelo misto que integra um mercado em *pool* simétrico e voluntário com componentes diárias e intradiárias, e ainda a possibilidade de se estabelecer em contratos bilaterais (físicos e financeiros).

A estrutura do MIBEL assenta na existência de um único Operador de Mercado, Operador de Mercado Ibérico (OMI) responsável pela gestão dos mercados organizados do MIBEL, estando assente numa estrutura bipolar interligada [15] e [16]:

- O OMIP (pólo português) responsável pela gestão dos mercados a prazo;
- O OMIE (pólo espanhol) responsável pela gestão do mercado diário e intradiário.

O esquema organizativo do MIBEL é então apresentado na Figura 3.1.

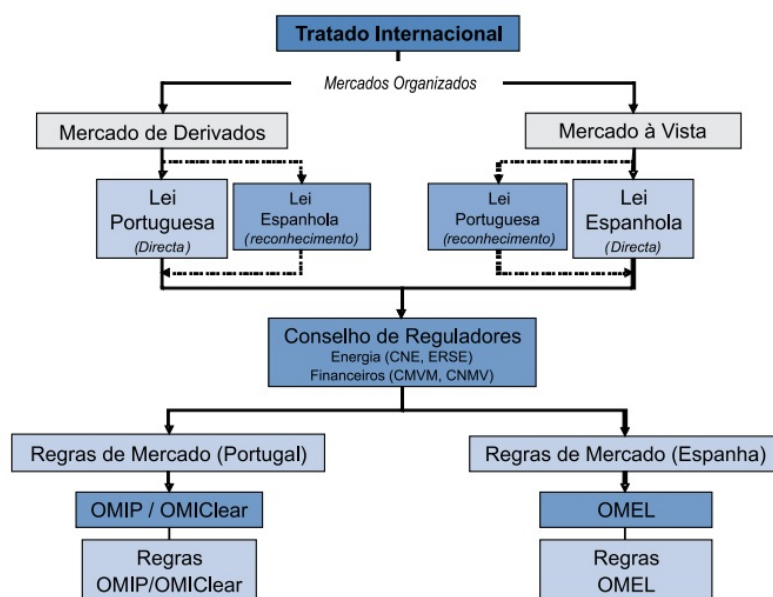


Figura 3.1: Esquema Organizativo do MIBEL [2].

3.3 OMIE – Pólo Espanhol

O OMIE - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol) - é a entidade responsável pelo mercado em *pool*, que apresenta uma componente diária e uma componente de ajustes intradiários (mercados intradiários), ao qual são comunicadas propostas de compra e de venda de energia elétrica para o dia seguinte. O OMIE deve então assegurar o desenvolvimento e a gestão económica dos preços dos mercados de eletricidade e de quaisquer outros mercados onde seja negociado qualquer outro tipo de energia. É também da responsabilidade do OMIE a liquidação de toda e qualquer transação efetuada nos mercados acima citados [17].

3.3.1 Mercado Diário

O Mercado Diário do MIBEL é a plataforma onde são realizadas as ações de compra e de venda de energia elétrica para o dia seguinte, mediante a apresentação de propostas de compra e de venda de energia elétrica por parte dos agentes do mercado, funcionado em *pool* simétrico. Este mercado forma o preço de mercado para cada uma das 24 horas do dia seguinte e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano, sendo a hora de negociação determinada pela hora legal espanhola.

As propostas de compra e de venda de energia devem indicar o dia e a hora da proposta, o preço e a quantidade de energia pretendidas. O preço de mercado de uma dada hora é determinado organizando de forma crescente de preço as propostas de venda para essa hora, construindo assim a curva de oferta, sendo as propostas de compra organizadas de forma decrescente de preço, construindo assim a curva de procura. A interseção dessas duas curvas corresponde ao preço de mercado.

Relativamente aos intervenientes no mercado diário é de salientar que todas as unidades de produção disponíveis que não estejam comprometidas com contratos bilaterais são obrigadas a apresentar propostas de venda. As propostas de compra de energia são apresentadas pelos distribuidores, comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos autorizados [18].

No MIBEL, para além da formulação apresentada para o *pool* simétrico que contemplava apenas propostas simples, em que se especificava para cada período horário um preço e uma quantidade de energia, existe também a possibilidade de apresentar propostas complexas. Para além de integrarem as especificações das propostas simples, as propostas complexas integram também uma série de condições técnicas e económicas, tais como [19]:

- Condição de indivisibilidade do 1º bloco;
- Graduação da carga;
- Remuneração mínima;
- Paragem programada.

A condição de indivisibilidade permite fixar no primeiro lanço de cada hora um valor mínimo de funcionamento, este valor apenas pode ser dividido pela aplicação das graduações de carga

declaradas pelo mesmo agente, ou no caso de o preço ser diferente de zero, pela aplicação de regras de distribuição.

A graduação da carga permite estabelecer a diferença máxima entre a potência inicial de uma hora e a potência final dessa hora da unidade de produção de energia, o que limita a energia máxima a concertar evitando assim mudanças bruscas nas unidades de produção.

A condição de remuneração mínima permite que sejam realizadas ofertas mínimas para todas as horas. No entanto, a unidade de produção não participará no resultado do mercado desse dia se não obtiver para o conjunto de produção desse dia, uma remuneração superior a esse mínimo, numa quantidade fixa e acrescida de uma remuneração variável para cada KWh despachado.

A paragem programada permite que, caso a unidade de produção seja retirada do despacho desse dia por não cumprir a condição de remuneração mínima, possa realizar uma paragem programada com um tempo máximo de três horas. Pode assim ser evitada a sua paragem a partir do seu programa na última hora do dia anterior a zero, na primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a única condição de que a energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora [19].

No MIBEL é necessário analisar se o despacho obtido no mercado diário é viável, começando por verificar se a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha não é ultrapassada. Se nenhuma restrição técnica for ultrapassada, o despacho é viável e é aceite. Caso contrário, é necessário recorrer ao mecanismo de *Market Splitting*, que será explicado na Secção 3.5.

3.3.2 Mercado Intradiário

O Mercado Intradiário constitui uma outra plataforma de negociação que, é também denominada de mercado de ajustes e onde a entrega de energia é realizada no próprio dia da negociação. O seu principal objetivo é a gestão dos desvios a curto prazo relativos ao despacho obtido no mercado diário de energia, sendo por vezes também utilizado na resolução de congestionamentos resultantes desse despacho.

Têm o direito de apresentar propostas de venda nos mercados intradiários todos os agentes habilitados a fazê-lo no mercado diário, e que tenham participado na sessão correspondente ou que tenham executado um contrato bilateral, com a exceção dos agentes que não tenham participado por estarem indisponíveis e que posteriormente ficaram disponíveis.

Em relação às ofertas de compra de energia elétrica, estas podem ser feitas por todos os agentes que tenham participado no mercado diário correspondente, ou executado um contrato bilateral. Poderão no entanto apresentar propostas os agentes habilitados a apresentar propostas de oferta no mercado diário [3].

Este mercado está estruturado em seis sessões, cuja cronologia se pode observar na Figura 3.2.

	SESSÃO 1º	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicação PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de programação (períodos horários)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 3.2: Sessões do mercado intradiário no MIBEL [3].

3.4 OMIP - Pólo Português

O OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português) – é a entidade responsável pela gestão do mercado a prazo do MIBEL.

Os principais objetivos do OMIP são [15]:

- Contribuir para o Desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade;
- Promover preços de referência ibéricos. Os preços gerados pelo OMIP são indicadores fundamentais para o desenvolvimento da atividade económica em torno da energia;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco;
- Superar algumas das limitações do mercado *Over-The-Counter* (OTC).

Como entidade responsável pela gestão da Plataforma de Negociação do mercado de derivados, o OMIP está encarregue das seguintes funções [15]:

1. Admissão dos participantes;
2. Definição e listagem dos contratos, bem como gestão da sua negociação;
3. Promoção, em coordenação com a OMIClear, do registo das operações;
4. Supervisão, em coordenação com as autoridades, do funcionamento do mercado;
5. Exercício do poder disciplinar relativamente aos seus membros;
6. Prestação de informação relevante aos participantes e ao público em geral, relativamente ao funcionamento do mercado a prazo e ao estabelecimento de referenciais de preço oficiais, designadamente através da publicação do Boletim de Mercado.

A OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. – assume as funções de câmara de compensação, contraparte central e sistema de liquidação, podendo também compensar negócios do mercado OTC, sendo então responsável pela liquidação de todas as operações realizadas no âmbito do OMIP [17].

3.4.1 Mercado a Prazo

O mercado a prazo de eletricidade é um mercado organizado que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. No MIBEL a entidade responsável por este mercado é o OMIP. Os instrumentos transacionados neste mercado são contratos de compra e de venda de energia com uma determinada maturidade no futuro (semana, mês, trimestre ou ano), que podem variar consoante as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes [20].

Os contratos que são negociados atualmente no OMIP são [20]:

- **Contratos Futuro:** contrato padronizado (volume nominal e notação de preço), de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a disponibilizar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado de cada dia. Neste tipo de contrato não existe um relacionamento direto entre os compradores e os vendedores, sendo da responsabilidade da câmara de compensação a liquidação das margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos Forward:** contrato padronizado (volume nominal e notação de preço), de compra e venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a disponibilizar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente no dia de entrega física ou financeira. Neste tipo de contrato não existe um relacionamento direto entre os compradores e os vendedores;
- **Contratos Swap:** contrato padronizado através do qual se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa. O objetivo deste tipo de contrato é o de gerir ou tomar risco financeiro, não existindo entrega do produto subjacente mas apenas liquidação das margens correspondentes.

Relativamente ao referencial de preços para a liquidação dos contratos, é possível optar por produtos com áreas de entrega distintas (Portugal ou Espanha), sendo o preço *spot* de cada país a referência para cada liquidação. Neste mercado, tal como nos contratos bilaterais, os produtos transacionados podem ter dois tipos de liquidação, liquidação física, em que existe entrega física de eletricidade através da sua oferta no mercado diário, ou liquidação financeira, em que existe

uma liquidação meramente financeira das posições que estejam em aberto (vendedoras ou compradoras). Existe ainda a possibilidade de serem efetuadas liquidações de operações *over-the-counter*, sendo o risco de crédito das contrapartes assumido pelo mercado organizado.

É ainda importante referir que a negociação no mercado a prazo pode ser feita em leilão ou em regime contínuo, sendo que a negociação em leilão acontece em sessões específicas nas quatro primeiras quartas-feiras de cada mês, tendo os comercializadores de último recurso ibéricos obrigações de compra. A negociação em regime contínuo ocorre dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação [20].

3.5 Gestão de Interligações - *Market Splitting*

No MIBEL, o mercado diário compreende Portugal e Espanha, sendo necessário analisar a viabilidade técnica do despacho resultante deste mercado acrescido dos trânsitos de energia resultantes dos contratos bilaterais físicos existentes. É então necessário analisar se as capacidades das interligações entre os dois países não são ultrapassadas. Caso tal aconteça, as regras do mercado determinam que o mercado seja dividido em duas áreas correspondentes a Portugal e a Espanha, e que sejam obtidos preços específicos para cada uma das áreas. Este mecanismo tem o nome de *Market Splitting* ou separação dos mercados [18].

Esta divisão do mercado em duas áreas vai contra o principal objetivo de um mercado integrado. De forma a evitar estas situações, têm sido feitos grandes investimento no reforço nos sistemas de transporte de Portugal e Espanha, bem como no reforço das interligações entre estes dois países, existindo neste momento seis linhas de interligação a 400kV e três linhas a 220kV.

Num mercado conjunto gerido por um único Operado de Mercado, como é o caso do MIBEL, o *Market Splitting* é o mecanismo utilizado para resolver situações de congestionamento existentes neste caso, entre Portugal e Espanha. Estes congestionamentos acontecem quando o fluxo de energia resultante dos despachos e dos contratos bilaterais obtidos é superior à capacidade de interligação entre as duas redes, originando assim preços de mercado diferentes para a zona portuguesa e para a zona espanhola nas horas em que as interligações se encontrem congestionadas, ficando a área importadora com um preço mais elevado.

Capítulo 4

Gestão de Aproveitamentos Hidroelétricos

4.1 Energia Hidroelétrica

As centrais hidroelétricas constituem uma das mais tradicionais e mais utilizadas formas de produção de energia elétrica, aproveitando a energia resultante do movimento da água e transformando-a em energia elétrica. Estas centrais têm uma grande importância nos Sistemas Elétricos de Energia, tendo em conta a sua fiabilidade e a sua capacidade de resposta.

No entanto, a capacidade de produção de energia utilizando centrais hídricas é fortemente influenciada pelos valores de precipitação, apresentando grandes diferenças entre os anos secos e os anos com forte precipitação.

Por outro lado, este tipo de produção de energia possui enormes vantagens comparativamente a outras formas de produção, salientando-se as seguintes [21]:

- Utiliza uma fonte de energia renovável, limpa e inesgotável;
- Tem um custo operacional baixo e um tempo de vida útil elevado;
- Possui a capacidade de racionalização da água permitindo o abastecimento para consumo, o amortecimento de cheias, a garantia de caudais mínimos;
- Tem a capacidade de resposta a variações rápidas da carga;
- Tem a possibilidade de funcionar como reserva em caso de avaria de outros grupos geradores, ou se ocorrerem erros de previsão da carga ou de produção renovável;
- Se estiverem dotadas de bombagem, possibilitam a integração de outras fontes renováveis, permitindo turbinar em caso de défice de produção renovável, ou bombear em caso de excesso de produção renovável;
- Contribuem para a independência energética dos países;

- Diminuem a emissão de gases poluentes para a atmosfera;
- Utilizam tecnologia muito eficiente, com rendimentos à volta dos 90%.

Porém estes empreendimentos apresentam também algumas desvantagens, tais como:

- A construção das centrais hídricas exige a formação de grandes reservatórios de água, o que leva a uma alteração significativa das bacias hidrográficas e dos ecossistemas;
- É necessário um grande investimento para a construção das centrais e também para a sua desativação, sendo preciso um grande período temporal para amortecer este investimento;
- Podem provocar a deslocação de populações ribeirinhas.

4.2 Situação em Portugal

Portugal é um país extremamente dependente dos combustíveis fósseis importados. Apesar de ter um potencial hídrico elevado, cerca de 50% deste potencial ainda se encontra por explorar. Assim em 2007 foi aprovado pelo governo português o Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). Este plano tem como objetivo identificar e definir os melhores investimentos a serem realizados de forma a diminuir o potencial hídrico por explorar, e permitir assim aumentar a percentagem de energia elétrica a ser produzida a partir de fontes renováveis, de modo reduzir a dependência energética do país e as emissões de CO₂.

Para além de reduzirem a dependência energética do país, os aproveitamentos hidroelétricos (sobretudo aqueles dotados de bombagem) permitem uma maior segurança no abastecimento de energia, devido ao facto de serem capazes de corrigir a intermitência de produção eólica e solar. Possibilitam ainda o armazenamento de energia, já que nem sempre as horas de maior produção de energia renovável coincidem com as horas de maior consumo. De forma a evitar que este excesso de energia seja desaproveitado, as centrais com grupos reversíveis aproveitam para bombear a água de jusante para montante contribuindo assim para encher as albufeiras.

Atualmente encontram-se em fase de construção vários aproveitamentos, destacando-se os indicadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Novos aproveitamentos EDP [6].

Novas Barragens	Início de Construção	Entrada em Serviço	Potência a Instalar (MW)	Situação
Baixo Sabor	2008	2014	171	Em construção
Ribeiradio Ermida	2010	2014	81	Em construção
Foz Tua	2011	2016	252	Em Construção
Fridão	-	-	238	Em licenciamento

Tal como se indica na Tabela 4.2, estão também a ser levados a cabo por parte da EDP, ou foram concluídos recentemente, projetos de reforço de potência em aproveitamentos hidroelétricos já existentes, com o objetivo de evitar o desperdício energético resultante de descarregamentos, provocados pela reduzida capacidade útil das albufeiras e/ou devido à reduzida potência instalada nos aproveitamentos.

Tabela 4.2: Reforços de Potência da EDP [7].

Reforços de Potência	Início de Construção	Entrada em Serviço	Potência a Instalar (MW)	Situação
Picote II	2007	2011	246	Concluído
Bemposta II	2008	2011	191	Concluído
Alqueva II	2008	2012	256	Concluído
Venda a Nova III	2009	2015	746	Em construção
Salamonde II	2010	2015	207	Em construção
Paradela II	-	-	318	Em estudo

4.3 Classificação das Centrais Hídricas

As centrais hídricas podem ser classificadas de várias formas, tendo em conta algumas das suas características, tais como a sua queda, o seu tipo de funcionamento e a sua capacidade de regularização. Relativamente à sua altura de queda as centrais podem ser classificadas da seguinte forma [22]:

- Alta queda: quando a altura de queda é superior a 200 metros;
- Média queda: quando a altura de queda se encontra entre os 20 e os 200 metros;
- Baixa queda: quando a altura de queda é inferior a 20 metros.

As centrais hídricas podem também ser classificadas quanto à sua capacidade de regularização, sendo classificadas da seguinte forma [22]:

- Aproveitamentos a fio-de-água: centrais com uma pequena capacidade de armazenamento e que aproveitam as afluências naturais dos rios para produzir energia;
- Aproveitamentos de albufeira: centrais com grande capacidade de armazenamento que permitem armazenar as afluências naturais dos rios, para assim produzir energia nas horas mais favoráveis. Conseguem uma maior valorização da sua energia comparativamente às centrais de fio-de-água;
- Aproveitamentos de albufeira com bombagem: centrais hídricas que permitem reenviar água para a sua albufeira de forma a ter sempre capacidade de produção disponível. Estas centrais são também denominadas de centrais com grupos reversíveis e se dispuserem de água suficiente a jusante não necessitam de afluências naturais para funcionar.

Normalmente no mesmo curso de água é habitual existir mais do que um aproveitamento hidroelétrico, o que significa que as operações realizadas numa central hídrica irão afetar as centrais que se encontrem a jusante, sendo esta configuração hidráulica denominada por cascata. Caso as centrais estejam isoladas hidraulicamente e estando apenas interligadas do ponto de vista elétrico, são denominadas independentes.

4.4 Constituição de uma Central Hidroelétrica

Um aproveitamento hidroelétrico é composto por uma barragem, descarregadores, um circuito hidráulico e uma central. A barragem tem o objetivo de armazenar a água formando uma albufeira. Os descarregadores podem ser descarregadores de cheias quando têm a função de descarregar a água em excesso na barragem (no caso de esta atingir a cota máxima do reservatório) ou descarregadores de fundo quando têm a função de esvaziar a albufeira ou de garantir o caudal ecológico a jusante. O circuito hidráulico de um aproveitamento é constituído por [22]:

- Tomadas de água: retiram água da albufeira para utilização;
- Condutas de adução: ligam a tomada de água à câmara de pressão das turbinas;
- Câmara de pressão: quando a diferença de cota entre a tomada de água e as turbinas é superior a 15 metros, a entrada da água nas turbinas deve ser feita através de condutas forçadas, sendo então necessária a existência de uma câmara de pressão entre as condutas de adução e as condutas forçadas. A câmara de pressão tem então a função de distribuir a água pelas condutas forçadas, de impedir a entrada de pedras, areias ou de corpos flutuantes nas condutas forçadas servindo ainda para criar ondas de translação no caso de fecho das turbinas;
- Chaminé de equilíbrio: é um poço vertical ou inclinado, aberto na parte superior e situado na conduta forçada o mais perto possível das turbinas, servindo como depósito de compensação para evitar choques hidráulicos;
- Condutas forçadas;
- Câmara das turbinas: local onde estão alojadas as turbinas hidráulicas, podendo ser do tipo aberta (para quedas inferiores a 15 metros) ou do tipo fechada (para quedas superiores a 15 metros);
- Tubo de aspiração ou difusor: serve de ligação entre a turbina e o canal de descarga da água turbinada;
- Difusor: recolhe a água do tubo de aspiração e devolve-a ao rio a jusante da barragem, num local adequado;
- Comportas: regula a entrada e saída de água entre montante e jusante da barragem, permitindo à navegação ultrapassar o desnível imposto pela barragem.

Após o circuito hidráulico temos a central, que é o local em que se encontram instaladas as turbinas, os geradores e os restantes equipamentos que permitem controlar o funcionamento da central. As turbinas são uma peça fundamental para a produção de energia elétrica, transformando a energia contida na água em energia mecânica que, por sua vez, ao acionarem um gerador transformam essa energia mecânica em energia elétrica. As turbinas podem ser classificadas como turbinas de ação no caso de a água incidir na roda móvel através de jatos individualizados (injeção parcial), ou podem ser turbinas de reação no caso de trabalharem no seio do fluido turbinado e a água penetrar na roda móvel por toda a periferia (injeção total). Dependendo do tipo de central onde são instaladas, as turbinas podem ainda ser de vários tipos [22] e [21]:

- Turbinas *Pelton*: são turbinas de ação, não funcionam submersas na água nem possuem tubo de aspiração. São utilizadas em aproveitamentos de alta queda e de baixo caudal;
- Turbinas *Francis*: são turbinas de reação, em que a câmara de entrada apresenta uma forma em espiral que encaminha a água da periferia para o eixo da turbina, caindo esta a seguir sobre as pás da roda provocando a sua rotação. São utilizadas em aproveitamentos de média ou baixa queda;
- Turbinas *Kaplan*: são turbinas de reação que apresentam um menor número de pás relativamente às turbinas *Francis*. Estas pás têm uma inclinação regulável e em forma de hélice. São utilizadas em aproveitamentos de baixa queda e grande caudal (correspondendo normalmente a aproveitamentos de fio-de-água);
- Grupos Bolbo: são constituídos por um cuba em forma de bolbo que se encontra totalmente submersa na água, e onde se aloja uma turbina do tipo *Kaplan* de eixo horizontal e o alternador. São utilizados normalmente em aproveitamentos de muito baixa queda.

4.5 Exploração de Aproveitamentos Hidroelétricos

4.5.1 Características Gerais

O planeamento da operação de centrais hídricas é um problema bastante complexo devido ao elevado número de fatores e restrições que influenciam a sua operação e ainda devido ao facto deste problema apresentar características não lineares, sendo necessária a utilização de ferramentas computacionais para a sua resolução.

Numa simples análise, e considerando que os custos de produção de uma central hídrica são praticamente nulos, é necessário então ponderar sobre as decisões de turbinar e de bombear de cada aproveitamento, tendo em conta a interdependência entre as centrais hídricas, ou seja, as ações de uma central influenciam as condições de operação das centrais a jusante. Por um lado, se se optar por armazenar água poderá haver a necessidade de realizar descarregamentos no futuro caso haja excesso de água, ou analogamente, caso se opte por turbinar no presente, poderá ser necessário recorrer a centrais térmicas no futuro devido à falta de água.

As grandes dificuldades encontradas na resolução destes problemas devem-se essencialmente aos seguintes fatores:

- Relação não linear entre a potência gerada por um aproveitamento, a queda e o caudal;
- Efeitos da propagação temporal das decisões, já que as decisões tomadas num momento afetarão as condições de exploração e as decisões futuras;
- Incerteza associada às afluências das centrais e ao consumo de energia elétrica;
- Configuração das cascatas, já que qualquer ação realizada por uma central afetará o funcionamento das centrais a jusante;
- O efeito da bombagem;
- Limites máximos e mínimos dos reservatórios.

A potência produzida por um aproveitamento hidroelétrico é dependente da queda e do caudal, através de uma relação não linear. O valor do caudal máximo turbinado depende do valor da queda, através de uma relação não linear, a queda varia de acordo com o volume armazenado e normalmente apresenta uma característica também não linear.

Normalmente os aproveitamentos hidroelétricos encontram-se interligados em cascata, e por vezes com concessões a empresas diferentes.

O efeito da bombagem é um fator que dificulta a otimização de um sistema hídrico, já que a potência a utilizar na bombagem apresenta a mesma relação não linear envolvendo a queda e o caudal, e já que apresenta um custo é necessário fazer uma avaliação para verificar se é compensatório realizar este processo e quais são os períodos mais adequados.

A dimensão do problema é proporcional ao horizonte temporal escolhido, sendo por isso necessário considerar um espaço de tempo que não seja excessivo [4].

4.6 *Hydro Scheduling Problem*

O *Hydro Scheduling Problem* (HSP) representa um problema de gestão da operação de um conjunto de aproveitamentos hidroelétricos, e neste trabalho está associado à otimização da operação um conjunto de centrais hídricas que oferecem a sua potência num mercado tipo *pool*, tendo em conta as interligações entre as centrais (aproveitamentos em cascata), os preços de mercado e as afluências às centrais.

Sendo este um problema de grande dimensão e complexidade, foram adotadas algumas simplificações na formulação do modelo matemático:

- Os custos de arranque das centrais são nulos;
- As empresas possuidoras das centrais são consideradas “*price takers*”, ou seja, considera-se que as suas propostas não influenciam os preços de fecho do mercado;

- Os rendimentos dos caudais turbinados e bombados mantêm-se constantes;
- O tempo que uma central demora a passar do modo de turbina para o modo de bomba é desprezado;
- A perda de carga do circuito hidráulico é constante, e de valor máximo;
- Os regolfos, que correspondem à subida do nível da água a jusante devido a ações de turbinamento são desprezados, sendo o nível a jusante da central considerado constante.

Estas simplificações permitem facilitar a resolução do problema e com resultados aceitáveis, dado que são considerados os seguintes aspetos fundamentais:

- Relação não linear entre a potência, queda e caudal;
- Interligação dos reservatórios;
- Possibilidade de bombagem;
- Restrições de operação (limites máximos e mínimos, caudais ecológicos, curva nível volume da albufeira).

Analisando as simplificações referidas, considera-se que as ofertas das centrais não influenciam o preço resultante do mercado, sendo os preços de mercado dados de entrada que resultam de históricos verificados.

Ao contrário das centrais térmicas, o arranque de uma central hídrica é muito rápido (desde que tenha água disponível) e com custos quase nulos, sendo por isso desprezados no HSP.

Outra simplificação adotada está relacionada com as centrais dotadas de bombagem, admitindo-se que estas conseguem mudar de estado (turbinar ou bombar) muito rapidamente, o que em alguns casos já se aproxima da realidade, já que em Portugal existem centrais que o conseguem fazer em poucos minutos.

Por outro lado, o rendimento de uma turbina hidráulica varia consoante a queda e o caudal turbinado. No entanto, como esta variação é muito pequena este aspeto não será considerado.

No caso dos regolfos, estes correspondem à subida do nível da água a jusante dos aproveitamentos, por ação de turbinamento, resultando numa diminuição da queda. Este facto está dependente dos cursos de água e dos aproveitamentos e, no caso da cascata do Douro Nacional, o tratamento deste fenómeno é de grande complexidade. O nível da água a jusante dos aproveitamentos é então considerado constante no HSP e corresponde a um valor médio estimado, sendo por isso um dado de entrada do problema.

4.6.1 Potência Gerada por um Aproveitamento Hidroelétrico

Para a formulação matemática do problema é necessário calcular a potência produzida por uma central hídrica, sabendo que esta potência está relacionada com a energia potencial da água

armazenada na albufeira dada por (4.1).

$$W_p = m \times g \times h \quad (4.1)$$

Sabendo que a densidade da água é de aproximadamente 1000 Kg/m^3 e desprezando as perdas de carga é então possível obter o valor da potência gerada por uma turbina hidráulica, através da expressão (4.2).

$$Pt_{ik} = 9,8 \times qt_{ik} \times h_{ik} \times \mu_{t,i} \quad (W) \quad (4.2)$$

Nesta expressão:

- qt_{ik} - caudal turbinado pela central i, na hora k em m^3/s ;
- h_{ik} - altura de queda da central i, na hora k em metros;
- $\mu_{t,i}$ - rendimento turbinagem da central i.

Caso a altura de queda fosse considerada constante, a expressão (4.2) podia ser utilizada. No entanto, neste trabalho pretende-se resolver o problema de gestão de aproveitamentos hidroelétricos considerando a relação não linear entre a potência, a queda e o caudal. Tendo em conta que o efeito dos regolfos foi desprezado, sendo adotado para o nível a jusante das centrais um valor médio, a altura de queda de uma central é dada pela expressão (4.3).

$$h_{ik} = na_{ik} - \xi_i \quad (4.3)$$

Nesta expressão:

- h_{ik} - altura de queda da central i, na hora k;
- na_{ik} - nível de armazenamento da central i, na hora k;
- ξ_i - nível médio a jusante da central i.

Sabendo que a altura da água a montante (na_{ik}) varia de acordo com o volume da albufeira, é possível aproximar esta relação por uma reta do tipo $Y = m.x + b$, sendo x o volume da albufeira e os parâmetros m e b características de cada central.

$$na_{ik} = \left(\frac{na_{max,i} - na_{min,i}}{Vu_{max,i} - Vu_{min,i}} \right) \times v_{ik} + na_{min,i} \quad (4.4)$$

Como $vu_{min,i} = 0$, a expressão obtém-se então:

$$na_{ik} = \left(\frac{na_{max,i} - na_{min,i}}{Vu_{max,i}} \right) \times v_{ik} + na_{min,i} \quad (4.5)$$

Nestas expressões:

- na_{ik} - nível de armazenamento da central i, na hora k;
- $na_{max,i}$ - nível de armazenamento máximo da central i;
- $na_{min,i}$ - nível de armazenamento mínimo da central i;
- $vu_{max,i}$ - volume útil máximo da central i;
- $vu_{min,i}$ - volume útil mínimo da central i;
- v_{ik} - volume da central i, na hora k.

O valor da altura de queda, pode então ser calculado através da expressão (4.6).

$$h_{ik} = \left(\frac{na_{max,i} - na_{min,i}}{Vu_{max,i}} \right) \times v_{ik} + na_{ik} - \xi_i \quad (4.6)$$

No entanto, considerando as perdas de carga que ocorrem ao longo do circuito hidráulico, dadas por $\triangle h = \beta \times q^2$, a potência gerada passa a ser calculada pela expressão (4.7).

$$Pt_{ik} = 9,8 \times qt_{ik} \times (h_{ik} - \beta \times qt_{ik}^2) \times \mu_{t,i} \quad (W) \quad (4.7)$$

No caso da bombagem, a potência consumida por este processo é dada pela expressão (4.8), sendo possível concluir que para a mesma potência do alternador, o caudal de bombagem é menor que o de turbinagem.

$$Pb_{ik} = 9,8 \times qb_{ik} \times (h_{ik} - \beta \times qb_{ik}^2) \times (1/\mu_{b,i}) \quad (W) \quad (4.8)$$

Nesta formulação:

- qt_{ik} - caudal de turbinagem da central i, na hora k em m^3/s ;
- qb_{ik} - caudal de bombagem da central i, na hora k em m^3/s ;
- h_{ik} - altura de queda da central i, na hora k em metros;
- β - coeficiente de perda de carga
- $\mu_{t,i}$ - rendimento de turbinagem da central i;
- $\mu_{b,i}$ - rendimento de bombagem da central i.

A Figura 4.1 ilustra a Equação (4.7) e representa a potência gerada por um aproveitamento hidroelétrico em função da queda e do caudal.

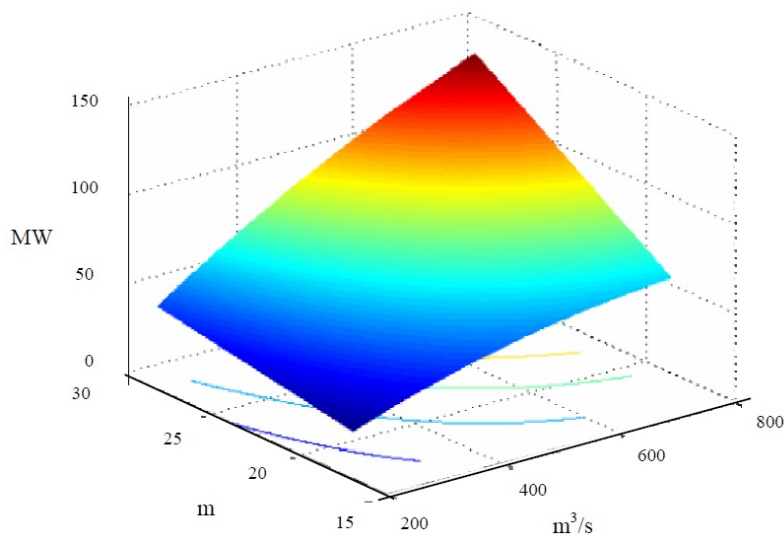


Figura 4.1: Potência gerada por uma central hídrica em função da queda e do caudal [4].

Analisando a Figura 4.1, e considerando a potência em função do caudal turbinado verifica-se que se ocorrer uma diminuição da altura de queda é necessário aumentar o caudal, de maneira a produzir a mesma potência, devendo este aumento ser maior para valores elevados de potência pretendida e para valores reduzidos de queda.

No entanto, se for considerada uma altura de queda constante, é possível obter uma curva que relaciona a potência gerada com o caudal. Na Figura 4.2 está representada uma família de curvas, cada uma delas obtida para um valor de queda constante.

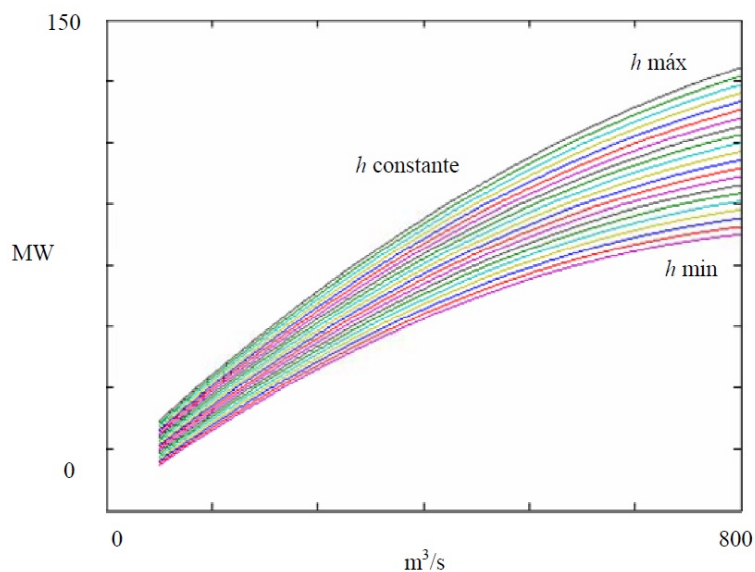


Figura 4.2: Potência gerada por uma central hídrica em função do caudal, para diferentes valores de queda [4].

Cada uma das curvas representadas na Figura 4.2 é caracterizada por um valor de queda constante, e cada uma delas apresenta uma característica não linear devido ao efeito de perda de carga. De facto, a perda de carga está diretamente relacionada com o caudal, uma vez que à medida que o caudal aumenta, a perda de carga também aumenta, penalizado assim a potência.

Sendo uma das simplificações adotadas no HSP considerar a perda de carga constante, é então importante avaliar o impacto desta condição no problema. Existem diferentes hipóteses na consideração da perda de carga no *Hydro Scheduling Problem*:

- Perda de carga nula;
- Perda de carga média, de valor constante;
- Perda de carga, máxima de valor constante;
- Utilizar a sua expressão não linear completa, através do cálculo iterativo da perda de carga.

A Figura 4.3 ilustra as quatro situações referidas anteriormente.

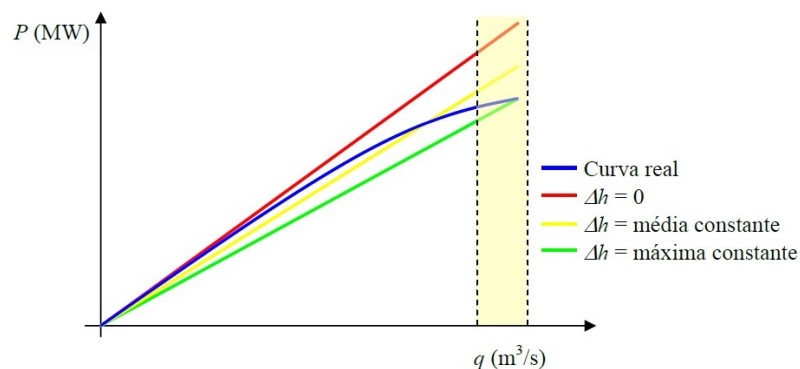


Figura 4.3: Impacto da perda de carga no valor da potência [4].

Analisando esta figura é possível concluir que se considerarmos a perda de carga nula, ocorrerá um erro por excesso que será muito grande na zona de turbinamentos elevados.

Se for considerado um valor médio constante para a perda de carga, o erro será minimizado para quase todo o espaço de valores de caudais, exceto para os valores máximos onde este erro volta a ter um valor considerável.

Outra opção, corresponde a utilizar um valor constante para a perda de carga, correspondente ao seu valor máximo. Esta opção faz com que o erro seja cometido por defeito para quase os valores de caudais turbinados, mas com a particularidade de na zona dos caudais mais elevados o erro associado ser mais pequeno, comparativamente às duas hipóteses anteriores.

Esta característica é bastante relevante porque no HSP quer os valores de turbinamento, quer os valores de bombagem, tendem para os seus limites máximos ou mínimos.

A hipótese de calcular a perda de carga em cada interação através de um processo iterativo é a mais aproximada da realidade para o espaço de todos os caudais turbináveis. No entanto, implica

uma maior utilização de recursos, especialmente ao nível do tempo de processamento.

Neste trabalho foi então utilizada a opção que considera a perda de carga constante e de valor máximo Δh_{max} . O cálculo das potências turbinadas e bombadas é então realizado pelas equações (4.9) e (4.10), considerando que h_{ik} é calculado através da expressão 4.6.

$$Pt_{ik} = 9,8 \times qt_{ik} \times (h_{ik} - \Delta h_{max}) \times \mu_{t,i} \quad (W) \quad (4.9)$$

$$Pb_{ik} = 9,8 \times qb_{ik} \times (h_{ik} + \Delta h_{max}) \times (1/\mu_{b,i}) \quad (W) \quad (4.10)$$

4.7 Formulação Geral do Problema

Antes da reestruturação do setor elétrico, o planeamento da operação dos sistemas de produção de energia elétrica tinha como objetivo a minimização dos custos de operação, atendendo a todas as restrições do sistema e mantendo um elevado nível de segurança.

Com a liberalização do setor, as empresas produtoras de eletricidade passaram a apresentar as suas propostas de venda de energia num mercado competitivo, no âmbito do qual os consumidores têm a possibilidade de escolher os seus fornecedores. O objetivo principal das empresas passa agora a ser o de maximizar os seus rendimentos, tendo em conta os preços de mercado.

O HSP é então formulado como um problema não linear, sujeito a um conjunto de restrições, que pretende maximizar o lucro expectável das centrais, tendo em conta o preço do mercado e assumindo que estas são “*price takers*”. É possível então definir um modelo de otimização, (4.11) a (4.13), em que $F(x)$ representa a função objetivo, x representa as variáveis de decisão, sujeitas às restrições do tipo (4.12) e (4.13).

$$MaxF(x) \quad (4.11)$$

Sujeito a:

$$b^{min} \leq A.x \leq b^{max} \quad (4.12)$$

$$x^{min} \leq x \leq x^{max} \quad (4.13)$$

4.7.1 Variáveis

Na resolução de um problema de otimização associado ao HSP existem três tipos de variáveis, que permitem caracterizar o estado dos aproveitamentos hidroelétricos ao longo do horizonte temporal. As variáveis podem ser então dos seguintes tipos:

- Variáveis de decisão: variáveis cujos valores podem ser escolhidos pelo utilizador e que influenciam o comportamento do sistema;

- Variáveis de estado: são variáveis que descrevem completamente o sistema, ou seja, sabendo o valor destas variáveis para todos os períodos analisados é possível determinar o comportamento do sistema;
- Parâmetros: dados utilizados no problema que correspondem muitas vezes a elementos externos à empresa.

Na Tabela 4.3 são apresentados as principais variáveis utilizadas no problema de HSP, considerando que $i \in \{1, 2, \dots, I\}$ e $k \in \{1, 2, \dots, K\}$, sendo I o número total de centrais hídricas e K o número de períodos a analisar.

Tabela 4.3: Variáveis de decisão, de estado e parâmetros utilizados no HSP.

Tipo	Variáveis	Descrição
Decisão	qt_{ik}	Caudal turbinado pela central i , na hora k
	qb_{ik}	Caudal bombado pela central i , na hora k
	s_{ik}	Caudal descarregado pela central i , na hora k
Estado	v_{ik}	Volume da albufeira i , na hora k
	h_{ik}	Queda da central i , na hora k
	na_{ik}	Nível de armazenamento da albufeira i , na hora k
Parâmetros	a_{ik}	Afluência à albufeira da central i , na hora k
	π_k	Preço de mercado na hora k
	ξ_i	Nível médio a jusante da central i
	μt_i	Rendimento de turbinagem da central i
	μb_i	Rendimento de bombagem da central i
	v_i^0	Volume inicial da central i

A Figura 4.4 representa um exemplo com dois aproveitamentos interligados, estando o aproveitamento 2 a jusante do aproveitamento 1, sendo a central 1 dotada de bombagem.

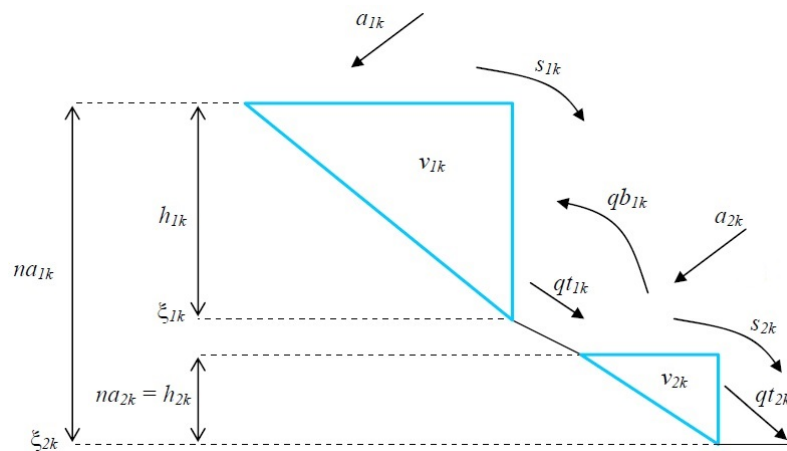


Figura 4.4: Configuração de dois reservatórios em cascata [5].

4.7.2 Restrições

Os problemas de otimização de aproveitamentos hidroelétricos estão sujeitos a várias restrições que representam aspetos técnicos ou limitações de outros tipos. O conjunto destas restrições representa a região admissível de funcionamento do sistema, sendo de extrema importância definir corretamente estas restrições de maneira a modelizar o HSP o mais próximo da realidade possível.

Neste problema, as restrições podem ser classificadas como operacionais ou globais. As restrições operacionais são relativas aos limites de cada variável e as restrições globais são referentes a todo o sistema.

Nas restrições operacionais podemos incluir o volume da albufeira (V_{ik}) que tem de estar compreendido entre um valor máximo e um mínimo, valores estes relacionados com mínimos técnicos para o funcionamento das máquinas, controlo de cheias e volumes obrigatórios que devem ser assegurados. Existe então também limites máximos e mínimos para o nível de armazenamento (na_{ik}).

Os caudais turbinados (qt_{ik}) e bombados (qb_{ik}) estão também limitados, tal como a potência produzida. A limitação dos caudais apresenta uma característica relativamente ao seu valor máximo, já que este está dependente da altura de queda. Neste trabalho a altura de queda é calculada para cada período tendo em conta o volume da central e considerando um nível médio a jusante.

Para os caudais descarregados (s_{ik}), admite-se que a central tem capacidade para libertar toda a quantidade de água desejada, apresentando por isso apenas um limite mínimo sendo o limite superior infinito. Esta variável na prática representa uma variável de folga que garante o balanço da água, no caso de haver afluências excessivas.

As restrições globais dizem respeito a todo o sistema, e neste caso correspondem à restrição de balanço de água para cada período a analisar, que visam através de uma restrição de igualdade representar a dependência temporal e hidráulica das ações ocorridas nas centrais de um sistema. Será também implementada outra restrição global que impõe que o volume final será igual ou superior a uma dada percentagem do volume inicial.

4.7.3 Formulação Completa do Problema

Neste problema a função objetivo pretende maximizar o lucro obtido (diferença entre os proventos resultantes do turbinamento e os custos de bombagem) pelas I centrais, ao longo dos K períodos, tendo em conta todas as restrições.

A formulação completa do HSP é então dada por (4.14) a (4.22):

$$Max \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K (\pi_k \times Pt_{ik}) - (\pi_k \times Pb_{ik}) - (ps \times s_{ik}) \quad (4.14)$$

Sujeito a:

$$v_{ik} = v_{i(k-1)} + a_{ik} - qt_{ik} - s_{ik} + qb_{ik} + \sum_{m \in M_i}^L (qt_{m(k-\phi_m)} + s_{m(k-\lambda_m)} - qb_{m(k-\omega_m)}) \quad (4.15)$$

$$v_i^{min} \leq v_{ik} \leq v_i^{max} \quad (4.16)$$

$$na_i^{min} \leq na_{ik} \leq na_i^{max} \quad (4.17)$$

$$qt_i^{min} \leq qt_{ik} \leq qt_i^{max} \quad (4.18)$$

$$qb_i^{min} \leq qb_{ik} \leq qb_i^{max} \quad (4.19)$$

$$0 \leq s_{ik} \leq \infty \quad (4.20)$$

$$v_{iK} = v_i^f \quad (4.21)$$

$$vol_i^{min} \leq qt_{ik} + s_{ik} - qb_{ik} \leq vol_i^{max} \quad (4.22)$$

Nesta formulação:

- I - número total de centrais hidroelétricas;
- K - número total de períodos;
- L - número total de aproveitamentos a montante de i;
- π_k - preço de mercado na hora k;
- Pt_{ik} - potência de turbinamento da central i, na hora k, dada por (4.9);
- Pb_{ik} - potência de bombagem da central i, na hora k, dada por (4.10);
- ps - penalidade atribuída aos descarregamentos;
- s_{ik} - caudal descarregado pela central i, na hora k;
- v_{ik} - volume de água na albufeira da central i, na hora k;
- a_{ik} - afluência natural ao reservatório da central i, na hora k;
- na_{ik} - nível de armazenamento da água no reservatório i, na hora k;
- qt_{ik} caudal turbinado pela central i, na hora k;
- qb_{ik} caudal bombado pela central i, na hora k;

- M_t - conjunto de reservatórios diretamente ligados e a montante do reservatório i ;
- ϕ_m - tempo de atraso para caudais turbinados do aproveitamento m até ao i ;
- λ_m - tempo de atraso para caudais descarregados do aproveitamento m até ao i ;
- ω_m - tempo de atraso para caudais bombados do aproveitamento m até ao i ;
- vol_i^{max} - volume lançado máximo para a central i , em todos os periodos;
- vol_i^{min} - volume lançado mínimo para a central i , em todos os periodos;
- v_i^{min} - volume mínimo da albufeira i ;
- v_i^{max} - volume máximo da albufeira i ;
- qt_i^{min} - caudal turbinado mínimo da central i ;
- qt_i^{max} - caudal turbinado máximo da central i ;
- qb_i^{min} - caudal bombado mínimo da central i ;
- qb_i^{max} - caudal bombado máximo da central i ;
- v_{iK} - volume na última hora da central i ;
- v_i^f - volume final pretendido na central i .

Os volumes iniciais (v_i^0), as afluências a_{ik} e os preços de mercado π_k são dados de entrada do problema. Os volumes finais, tal como já foi referido, são também dados de entrada, e uma das hipóteses de modelização deste aspeto será considerar para este volume uma gama de valores, como por exemplo entre 95 a 100 % do volume inicial.

Foi também introduzido na função objetivo um termo (ps) que penaliza os descarregamentos, de maneira a evitar que o modelo opte por soluções envolvendo excessivos descarregamentos de água.

Capítulo 5

Descrição da Metodologia Adotada

5.1 Função *fmincon* do MatLab

O MatLab é um *software* interativo baseado na representação matricial, que permite a resolução de problemas numéricos que necessitem de um trabalho computacional significativo. Este *software* integra módulos para análise numérica, cálculo de matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos, todos eles num ambiente de fácil compreensão para o utilizador. Possui um conjunto de “*Toolboxes*” (sistema de controlo, otimização, redes neuronais artificiais), que permitem resolver classes particulares de problemas.

Este trabalho foi realizado através de diversas simulações levadas a cabo no *software* MatLab, utilizando em específico a função “*fmincon*”, que se encontra na “*Toolbox*” de otimização. Esta função permite obter o mínimo de uma função multivariável não-linear restrita, conseguindo lidar com restrições lineares ou não lineares de igualdade ou desigualdade.

Neste trabalho foi utilizado o *default* da função, que utiliza o algoritmo de Pontos Interiores para a resolução de problemas, sendo que os dados apresentados foram obtidos com este método.

É de salientar também que a função *fmincon* necessita de um ponto inicial para a sua otimização (x_0), sendo a escolha deste ponto uma das questões a analisar. Aplicando o método aos modelos definidos em seguida, este deve retornar para cada central o caudal turbinado, bombado ou descarregado em cada período [23].

5.2 Formulação do Problema Simplificado

Neste trabalho pretende-se apenas otimizar o potencial hidroelétrico da bacia hidrográfica, pelo que será utilizada uma versão simplificada do problema apresentado no Capítulo 4. Assim os tempos de atraso entre centrais serão desprezados e os modelos criados apenas estarão focados na determinação dos valores dos caudais e dos volumes. A Tabela 5.1 apresenta as variáveis de decisão, de estado e outros parâmetros utilizados.

Tabela 5.1: Variáveis de decisão, de estado e parâmetros para o modelo simplificado.

Tipo	Variáveis	Descrição
Decisão	qt_{ik}	Caudal turbinado pela central i, na hora k
	qb_{ik}	Caudal bombado pela central i, na hora k
	s_{ik}	Caudal descarregado pela central i, na hora k
Estado	v_{ik}	Volume da albufeira i, na hora k
	h_{ik}	Queda da central i, na hora k
	na_{ik}	Nível de armazenamento da albufeira i, na hora k
Parâmetros	a_{ik}	Afluência à albufeira da central i, na hora k
	π_k	Preço de mercado na hora k
	ξ_i	Nível médio a jusante da central i
	μt_i	Rendimento de turbinagem da central i
	μb_i	Rendimento de bombagem da central i
	v_i^0	Volume inicial da central i
	v_i^f	Volume final da central i

Sendo o $fmincon$ uma função de minimização, a função objetivo terá de ter sinal simétrico à apresentada na Secção 4.7.3, pelo que a função objetivo passa a ser representada da seguinte forma.

$$\min \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K -[(\pi_k \times Pt_{ik}) - (\pi_k \times Pb_{ik}) - (ps \times s_{ik})] \quad (5.1)$$

Nesta função, I representa o número de aproveitamentos hídricos a otimizar e K corresponde ao número de períodos que constituem o horizonte temporal do problema, as potências Pt_{ik} e Pb_{ik} são calculadas através de (4.9) e (4.10), respetivamente. A função objetivo está sujeita às seguintes restrições.

$$v_{ik} = v_{i(k-1)} + a_{ik} - qt_{ik} - s_{ik} + qb_{ik} \quad (5.2)$$

$$v_i^{min} \leq v_{ik} \leq v_i^{max} \quad (5.3)$$

$$qt_i^{min} \leq qt_{ik} \leq qt_i^{max} \quad (5.4)$$

$$qb_i^{min} \leq qb_{ik} \leq qb_i^{max} \quad (5.5)$$

$$0 \leq s_{ik} \leq \infty \quad (5.6)$$

$$v_{iK} = v_i^f \quad (5.7)$$

5.3 Modelos Desenvolvidos

5.3.1 Considerações Gerais

O objetivo desta dissertação será a construção de uma aplicação computacional, que recorrendo à função *fmincon* do MatLab, permita otimizar a operação de um conjunto de centrais hídricas utilizando os preços de mercado, e considerando um horizonte temporal de 24 ou de 168 horas.

Os modelos criados foram desenvolvidos com o intuito de otimizar a operação de um conjunto de aproveitamentos hídricos, de acordo com os preços de mercado, permitindo definir para cada central quando esta deve turbinar e bombear, respeitando as restrições e maximizando o lucro.

Serão apresentados em seguida vários modelos com configurações hidráulicas diferentes e cada vez mais complexas. Os modelos foram sendo submetidos a vários testes de maneira a observar o seu comportamento, e a analisar a influência de alguns fatores na solução final.

5.3.2 Modelo Ilustrativo Inicial

Este modelo serve como exemplo e apresenta o problema aplicado apenas a um aproveitamento hídrico dotado de bombagem. A Figura 5.1 representa este sistema.

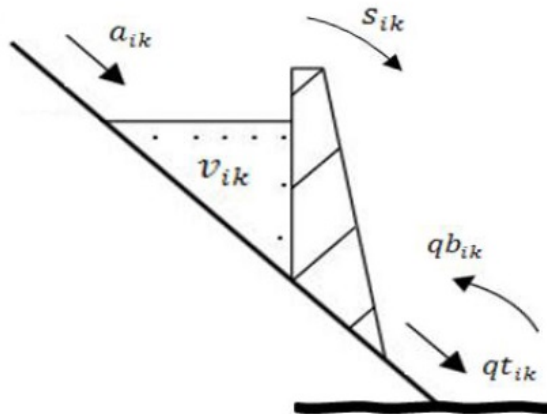


Figura 5.1: Sistema hídrico com um reservatório [5].

O volume de armazenamento (v_{ik}), e os caudais turbinados (qt_{ik}) e bombados (qb_{ik}), apresentam limites superiores e inferiores. O volume inicial do reservatório (v_i^0) é um dado de entrada do problema e o volume final (v_i^f) é definido pelo utilizador. Os descarregamentos (s_{ik}) são ilimitados mas apresentam uma penalização associada.

A expressão (5.8) representa a equação do balanço da água.

$$v_{ik} = v_{i(k-1)} + a_{ik} - qt_{ik} - s_{ik} + qb_{ik} \quad (5.8)$$

Recorrendo-se à equação (5.8) é possível determinar para cada estado temporal, quais as grandezas envolvidas.

$$\begin{cases} v_{1,1} = v_{1,0} + a_{1,1} - qt_{1,1} - s_{1,1} + qb_{1,1} \\ \dots \\ v_{1,24} = v_{1,23} + a_{1,24} - qt_{1,24} - s_{1,24} + qb_{1,24} \end{cases} \quad (5.9)$$

Nestas equações, com a exceção dos volumes iniciais e das afluências cujos valores são conhecidos, o valor das restantes variáveis será calculado pelo algoritmo de otimização.

A função a ser implementada no *fmincon*, é descrita pelo seguinte sistema.

$$\min f(x), \text{su}j.a \begin{cases} Aeq.x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad (5.10)$$

Nesta formulação *Aeq* representa a matriz dos coeficientes que irá relacionar as variáveis de estado com os dados iniciais do problema, e traduz a incidência das variáveis nas equações de balanço de água. O vetor *beq* representa as afluências naturais horárias e os volumes iniciais dos reservatórios. As variáveis relativas ao volume armazenado e caudal turbinado, bombado ou descarregado, podem ser transformadas num único vetor de variáveis de decisão, tal como se indica em (5.11).

$$[x] = \begin{bmatrix} v_{ik} \\ qt_{ik} \\ s_{ik} \\ qb_{ik} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

As equações relativas a um reservatório e para um horizonte temporal de 24 horas, podem ser descritas por um novo conjunto de equações, tal como se apresenta em (5.12).

$$\begin{cases} x(1) = v_{1,0} + a_{1,1} - x(25) - x(49) + x(73) \\ \dots \\ x(24) = v_{1,23} + a_{1,24} - x(48) - x(72) + x(96) \end{cases} \quad (5.12)$$

Com a transformação na representação das variáveis de estado, torna-se possível construir a função objetivo adaptada ao algoritmo de otimização (5.13).

$$\min -f(x) = - \left[\left(\sum_{k=1}^{24} \pi_k \times Pt_{1,k} \right) - \left(\sum_{k=1}^{24} \pi_k \times Pb_{1,k} \right) - \left(\sum_{k=1}^{24} ps \times s_{1,k} \right) \right] \quad (5.13)$$

Sabendo que:

$$\begin{cases} Pt_{1,1} = 9,8 \times x(25) \times (h_{1,1} - \Delta h_{max}) \times \mu t_1 \\ \dots \\ Pt_{1,24} = 9,8 \times x(48) \times (h_{1,24} - \Delta h_{max}) \times \mu t_1 \end{cases} \quad (5.14)$$

$$\begin{cases} Pb_{1,1} = 9,8 \times x(73) \times (h_{1,1} + \Delta h_{max}) \times (1/\mu b_1) \\ \dots \\ Pb_{1,24} = 9,8 \times x(96) \times (h_{1,24} + \Delta h_{max}) \times (1/\mu b_1) \end{cases} \quad (5.15)$$

5.3.3 Modelo 1 - Sistema com um reservatório

Este modelo é o mais simples de todos, apresentando apenas um reservatório não dotado de bombagem e permite analisar o comportamento do algoritmo de otimização implementado. As equações de estado que descrevem o comportamento do sistema são as enunciadas na Secção 5.3.2, considerando que neste caso a central não é dotada de bombagem e por isso a sua potência de bombagem será sempre nula.

Serão realizados vários testes utilizando este modelo para analisar o seu comportamento com e sem restrição do volume final, e com ou sem afluências.

5.3.4 Modelo 2 - Sistema com dois reservatórios

Este modelo apresenta dois reservatórios em cascata, estando o reservatório B a montante do reservatório A. As centrais apresentam diferentes características que serão apresentadas na Secção 6.2. Apenas a central B é dotada de bombagem. A Figura 5.2 ilustra este modelo.



Figura 5.2: Esquema com dois aproveitamentos em cascata.

As equações de estado para este modelo são as apresentadas em (5.16).

$$\begin{cases} v_{1,k} = v_{1,(k-1)} + a_{1,k} - qt_{1,k} - s_{1,k} + qb_{1,k} + qt_{2,k} + s_{2,k} - qb_{2,k} \\ v_{2,k} = v_{2,(k-1)} + a_{2,k} - qt_{2,k} - s_{2,k} + qb_{2,k} \end{cases} \quad (5.16)$$

Transformando as variáveis de decisão num vetor de variáveis, para um horizonte temporal de 24 horas, obtêm-se as equações apresentadas em (5.17).

$$\begin{cases} x(1) = v_{1,0} + a_{1,1} - x(49) - x(97) + x(145) + x(50) + x(98) - x(146) \\ x(2) = v_{2,0} + a_{2,1} - x(50) - x(98) + x(146) \end{cases} \quad (5.17)$$

Na estrutura $Aeq.x=beq$, a matriz Aeq é a matriz dos coeficientes que relaciona a incidência nodal das variáveis nas equações do balanço da água. O vetor x representa as variáveis de estado e o vetor beq representa as afluências naturais horárias mais os volumes iniciais de cada reservatório.

Neste modelo com dois reservatórios e para um horizonte temporal de 24 horas, é apresentado um exemplo resumido da matriz e dos vetores referidos em (5.18).

$$[Aeq] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 1 & & 0 & 0 \\ \vdots & & \ddots & & \vdots \\ 0 & 0 & & 0 & -1 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad [x] = \begin{bmatrix} x(1) \\ x(2) \\ \vdots \\ x(191) \\ x(192) \end{bmatrix} \quad [beq] = \begin{bmatrix} v_1^0 + a_{1,1} \\ v_2^0 + a_{2,1} \\ \vdots \\ a_{1,24} \\ a_{2,24} \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

A função objetivo será neste caso dada por (5.19):

$$\begin{aligned} \min -f(x) = & -[(\pi_1 \times (Pt_{1,1} + Pt_{2,1}) + \dots + \pi_{24} \times (Pt_{1,24} + Pt_{2,24})) \\ & -(\pi_1 \times (Pb_{1,1} + Pb_{2,1}) + \dots + \pi_{24} \times (Pb_{1,24} + Pb_{2,24})) \\ & -(ps \times (x(97) + x(98) + \dots + x(143) + x(144)))] \end{aligned} \quad (5.19)$$

Por sua vez, as potências de turbinagem, as potências de bombagem e a altura de queda são calculadas pelas expressões (5.20), (5.21) e (5.22) respetivamente.

$$\begin{cases} Pt_{1,1} = 9,8 \times x(49) \times (h_{1,1} - \Delta h_{max}) \times \mu t_1 \\ Pt_{2,1} = 9,8 \times x(50) \times (h_{2,1} - \Delta h_{max}) \times \mu t_2 \\ \dots \\ Pt_{1,24} = 9,8 \times x(95) \times (h_{1,24} - \Delta h_{max}) \times \mu t_1 \\ Pt_{2,24} = 9,8 \times x(96) \times (h_{2,24} - \Delta h_{max}) \times \mu t_2 \end{cases} \quad (5.20)$$

$$\begin{cases} Pb_{1,1} = 9,8 \times x(145) \times (h_{1,1} + \Delta h_{max}) \times (1/\mu b_1) \\ Pb_{2,1} = 9,8 \times x(146) \times (h_{2,1} + \Delta h_{max}) \times (1/\mu b_2) \\ \dots \\ Pb_{1,24} = 9,8 \times x(191) \times (h_{1,24} + \Delta h_{max}) \times (1/\mu b_1) \\ Pb_{2,24} = 9,8 \times x(192) \times (h_{2,24} + \Delta h_{max}) \times (1/\mu b_2) \end{cases} \quad (5.21)$$

$$\begin{cases} h_{1k} = \left(\frac{na_{max,1} - na_{min,1}}{Vu_{max,1}} \right) \times v_{1k} + na_{1k} - \xi_1 \\ h_{2k} = \left(\frac{na_{max,2} - na_{min,2}}{Vu_{max,2}} \right) \times v_{2k} + na_{2k} - \xi_2 \end{cases} \quad (5.22)$$

Neste modelo pretende-se analisar a influência que a restrição de volume final tem na solução final. Sendo uma restrição de igualdade, poderá dificultar a obtenção de uma solução ótima ou poderá impedir a obtenção de soluções de boa qualidade mas que não verifiquem exatamente a restrição de volume final. Assim, e de modo, a flexibilizar este processo, serão então testadas duas alternativas, na primeira será usada a restrição de igualdade do volume final, dada por (5.23). Na segunda a restrição do volume final será transformada numa restrição de desigualdade, ou seja, o volume final não deverá ser inferior a um valor mínimo tal como se indica em (5.24).

$$v_i^f = 0.90 \times V_{i, inicial} \quad (5.23)$$

$$v_i^f \geq 0.90 \times V_{i, inicial} \quad (5.24)$$

5.3.5 Modelo 3 - Sistema com quatro reservatórios

Neste modelo são acrescentados mais dois reservatórios em relação ao Modelo 2, sendo o esquema destes reservatórios apresentado na Figura 5.3.

Nesta configuração os reservatórios B e D estão ligados ao mesmo reservatório, estando a montante do reservatório A. Por sua vez, o aproveitamento A encontra-se a montante do reservatório C, onde termina a cascata. Todas as centrais têm características diferentes e apenas a central B é dotada de bombagem.

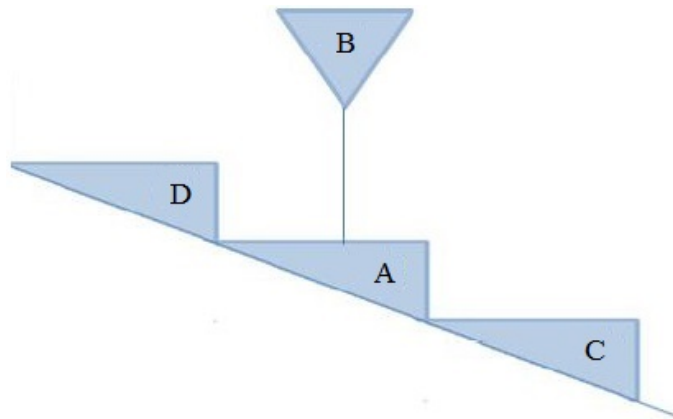


Figura 5.3: Esquema com quatro aproveitamentos.

As equações de estado que descrevem este sistema são enunciadas para a primeira e para a última hora no conjunto de equações (5.25) e (5.26) respetivamente.

$$\begin{cases} v_{1,1} = v_{1,0} + a_{1,1} - qt_{1,1} - s_{1,1} + qb_{1,1} + qt_{2,1} + s_{2,1} - qb_{2,1} + qt_{4,1} + s_{4,1} - qb_{4,1} \\ v_{2,1} = v_{2,0} + a_{2,1} - qt_{2,1} - s_{2,1} + qb_{2,1} \\ v_{3,1} = v_{3,0} + a_{3,1} - qt_{3,1} - s_{3,1} + qb_{3,1} + qt_{1,1} + s_{1,1} - qb_{1,1} \\ v_{4,1} = v_{4,0} + a_{4,1} - qt_{4,1} - s_{4,1} + qb_{4,1} \end{cases} \quad (5.25)$$

$$\begin{cases} v_{1,24} = v_{1,23} + a_{1,24} - qt_{1,24} - s_{1,24} + qb_{1,24} + qt_{2,24} + s_{2,24} - qb_{2,24} + qt_{4,24} + s_{4,24} - qb_{4,24} \\ v_{2,24} = v_{2,23} + a_{2,24} - qt_{2,24} - s_{2,24} + qb_{2,24} \\ v_{3,24} = v_{3,23} + a_{3,24} - qt_{3,24} - s_{3,24} + qb_{3,24} + qt_{1,24} + s_{1,24} - qb_{1,24} \\ v_{4,24} = v_{4,23} + a_{4,24} - qt_{4,24} - s_{4,24} + qb_{4,24} \end{cases} \quad (5.26)$$

Transformando as variáveis de decisão num vetor de variáveis, para um horizonte temporal de 24 horas, obtêm-se as equações apresentadas em (5.27).

$$\begin{cases} x(1) = v_{1,0} + a_{1,1} - x(97) - x(193) + x(289) + x(98) + x(194) - x(290) + x(100) + x(196) - x(292) \\ x(2) = v_{2,0} + a_{2,1} - x(98) - x(194) + x(290) \\ x(3) = v_{3,0} + a_{3,1} - x(99) - x(195) + x(291) + x(97) + x(193) - x(289) \\ x(4) = v_{4,0} + a_{4,1} - x(100) - x(196) + x(292) \end{cases} \quad (5.27)$$

$$\begin{cases} x(93) = x(89) + a_{1,24} - x(189) - x(285) + x(381) + x(190) + x(286) - x(382) + x(192) + x(288) - x(384) \\ x(94) = x(90) + a_{2,24} - x(190) - x(286) + x(382) \\ x(95) = x(91) + a_{3,24} - x(191) - x(287) + x(383) + x(189) + x(285) - x(381) \\ x(96) = x(92) + a_{4,24} - x(192) - x(288) + x(384) \end{cases} \quad (5.28)$$

Neste modelo a informação relativa ao volume final, será considerada através de uma restrição de desigualdade, mas o valor mínimo será aumentado em relação ao do modelo 2. A restrição do volume final passa a ser definida por (5.29).

$$v_i^f \geq 0.95 \times V_{i,initial} \quad (5.29)$$

Pretende-se neste modelo observar o comportamento do algoritmo para um maior número de centrais e para um intervalo de valores relativo ao volume final mais apertado. Será também analisada a influência da escolha do ponto inicial na solução final obtida.

5.3.6 Modelo 4 - Sistema com oito reservatórios

Este modelo é uma adaptação da cascata do Douro Nacional cujos dados foram fornecidos pela EDP Produção. No entanto as características das centrais foram alteradas por razões de confidencialidade.

O esquema das centrais utilizadas neste modelo é apresentado na Figura 5.4, é o esquema mais complexo de todos devido ao maior número de centrais e às suas interligações. As centrais apresentam características diferentes e apenas as centrais B e F são dotadas de bombagem.

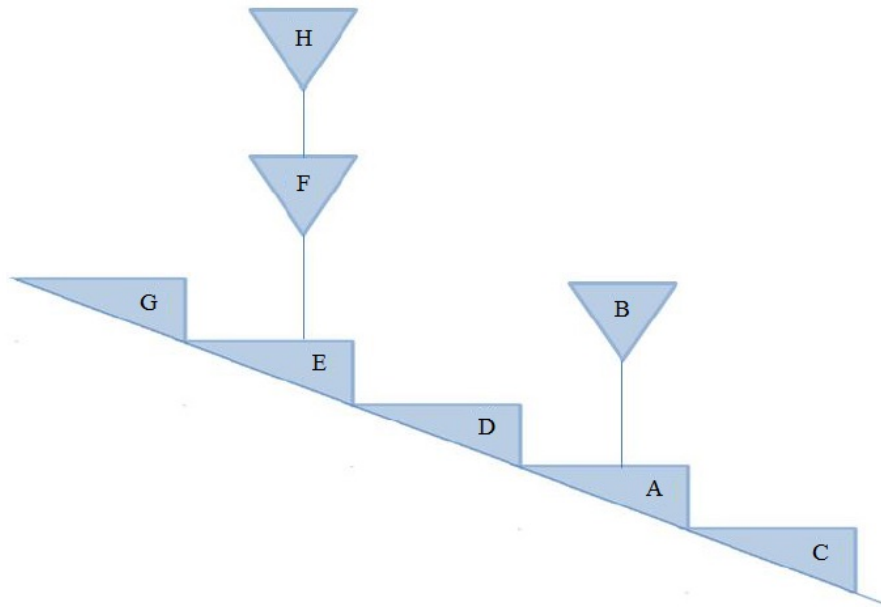


Figura 5.4: Esquema com oito aproveitamentos baseado no Douro Nacional.

As equações de estado que descrevem esta configuração são apresentadas no conjunto de equações (5.30).

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{A,1} = v_{A,0} + a_{A,1} - qt_{A,1} - s_{A,1} + qb_{A,1} + qt_{B,1} + s_{B,1} - qb_{B,1} + qt_{D,1} + s_{D,1} - qb_{D,1} \\ v_{B,1} = v_{B,0} + a_{B,1} - qt_{B,1} - s_{B,1} + qb_{B,1} \\ v_{C,1} = v_{C,0} + a_{C,1} - qt_{C,1} - s_{C,1} + qb_{C,1} + qt_{A,1} + s_{A,1} - qb_{A,1} \\ v_{D,1} = v_{D,0} + a_{D,1} - qt_{D,1} - s_{D,1} + qb_{D,1} + qt_{E,1} + s_{E,1} - qb_{E,1} \\ v_{E,1} = v_{E,0} + a_{E,1} - qt_{E,1} - s_{E,1} + qb_{E,1} + qt_{F,1} + s_{F,1} - qb_{F,1} + qt_{G,1} + s_{G,1} - qb_{G,1} \\ v_{F,1} = v_{F,0} + a_{F,1} - qt_{F,1} - s_{F,1} + qb_{F,1} + qt_{H,1} + s_{H,1} - qb_{H,1} \\ v_{G,1} = v_{G,0} + a_{G,1} - qt_{G,1} - s_{G,1} + qb_{G,1} \\ v_{H,1} = v_{H,0} + a_{H,1} - qt_{H,1} - s_{H,1} + qb_{H,1} \end{array} \right. \quad (5.30)$$

Transformando as variáveis de decisão num único vetor para um horizonte temporal de 24 horas, obtém-se o seguinte conjunto de equações.

$$\left\{ \begin{array}{l} x(1) = v_{A,0} + a_{A,1} - x(193) - x(385) + x(574) + x(194) + x(386) - x(575) + x(196) + x(388) - x(577) \\ x(2) = v_{B,0} + a_{B,1} - x(194) - x(386) + x(575) \\ x(3) = v_{C,0} + a_{C,1} - x(195) - x(387) + x(576) + x(193) + x(385) - x(574) \\ x(4) = v_{D,0} + a_{D,1} - x(196) - x(388) + x(577) + x(197) + x(389) - x(578) \\ x(5) = v_{E,0} + a_{E,1} - x(197) - x(389) + x(578) + x(198) + x(390) - x(579) + x(199) + x(391) - x(580) \\ x(6) = v_{F,0} + a_{F,1} - x(198) - x(390) + x(579) + x(200) + x(392) - x(581) \\ x(7) = v_{G,0} + a_{G,1} - x(199) - x(391) - x(580) \\ x(8) = v_{H,0} + a_{H,1} - x(200) - x(392) + x(581) \end{array} \right. \quad (5.31)$$

A restrição de volume final usada neste modelo será a mesma que foi usada no modelo anterior, e que é indicada em (5.29). Com este modelo pretende-se analisar o comportamento do problema para uma configuração representativa de um caso real e com um maior número de centrais. Será também realizado um teste para um horizonte temporal de 168 horas, de maneira a verificar se a função *fmincon* é capaz de encontrar uma solução de qualidade para esta configuração e para este horizonte temporal.

Capítulo 6

Apresentação e Análise dos Resultados

6.1 Considerações Gerais

Neste capítulo são apresentados os resultados dos testes realizados, bem como a respetiva análise e principais conclusões. Todos os modelos foram testados para um horizonte temporal de 24 horas e com os mesmos valores para os preços de mercado da energia elétrica. Os volumes iniciais das centrais em todos os modelos correspondem a metade do seu volume útil. A Figura 6.1 ilustra a variação temporal do preço ao longo das 24 horas.

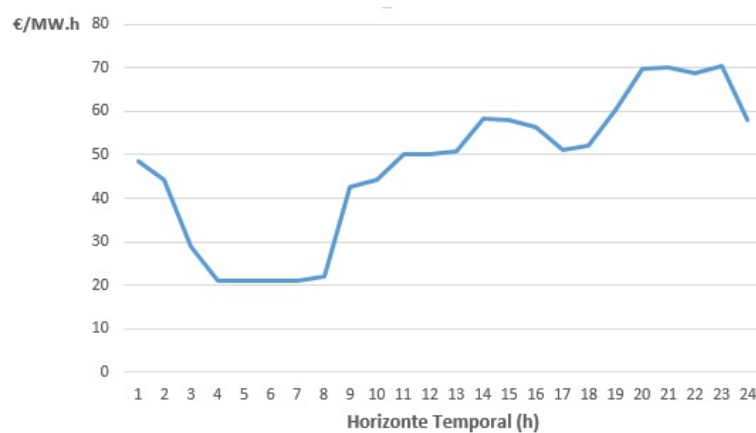


Figura 6.1: Preços de mercado utilizados.

Como já foi referido, os modelos foram testados utilizando a função *fmincon* do MatLab e o tratamento dos resultados foi realizado em Excel. O computador utilizado neste trabalho apresenta as seguintes características:

- Sistema operativo: Windows 8 64 bits;
- Processador: Intel Core i7-4710HQ CPU @ 2.5 GHz;
- Memória (RAM): 8,00 GB.

6.2 Modelo 1

Este modelo é constituído por um reservatório com as características descritas na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Características da Central A utilizada no Modelo 1.

Central	A
Volume máximo (hm^3)	148
Volume mínimo (hm^3)	132
Volume útil (hm^3)	16
Nível máximo de armazenamento (m)	46
Nível mínimo de armazenamento (m)	45
Caudal máximo de turbinamento (m^3/s)	705
Caudal máximo de bombagem (m^3/s)	-

Neste modelo foram consideradas três situações diferentes, de forma a analisar o comportamento deste aproveitamento hidroelétrico.

- Caso 1: sem restrição de volume final e sem afluências;
- Caso 2: sem restrição do volume final e com afluências;
- Caso 3: com restrição do volume final e com afluências.

Em todos os casos foram utilizados apenas os volumes úteis. Os volumes iniciais de todas as centrais serão iguais a metade do seu volume útil máximo.

6.2.1 Caso 1

Neste caso, as afluências são nulas e não é imposta nenhuma restrição ao volume final. Os resultados obtidos para o Caso 1 são apresentados na Figura 6.2.

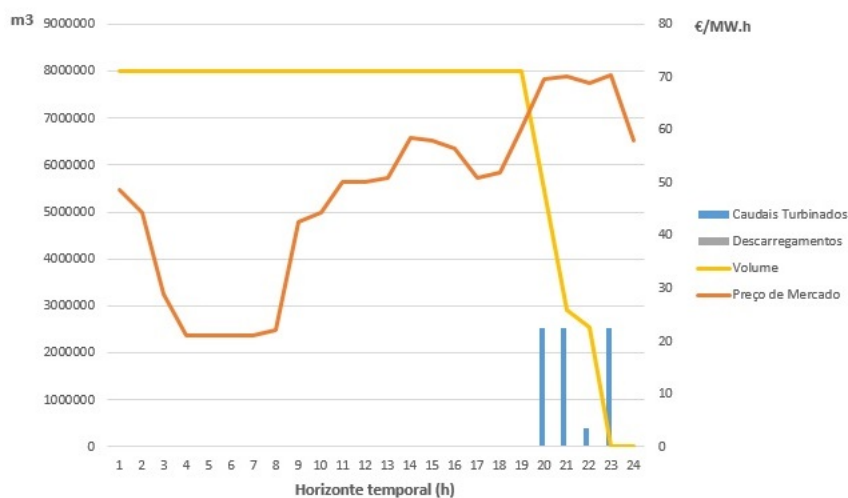


Figura 6.2: Resultados obtidos para o Caso 1 do Modelo 1.

Analisando a Figura 6.2, é possível perceber que a central turbinar nas horas em que o preço de mercado é mais elevado. Como não existe limitação do volume final, a central turbinar até não ter mais água disponível. O modelo comporta-se então de maneira a maximizar o seu lucro, cumprindo os objetivos.

6.2.2 Caso 2

Neste caso, as afluições deixam de ser nulas, ou seja, a central passa a ter mais água para turbinar. No entanto, ainda não é aplicada nenhuma restrição ao volume final. Os resultados para o Caso 2 são apresentados na Figura 6.3.

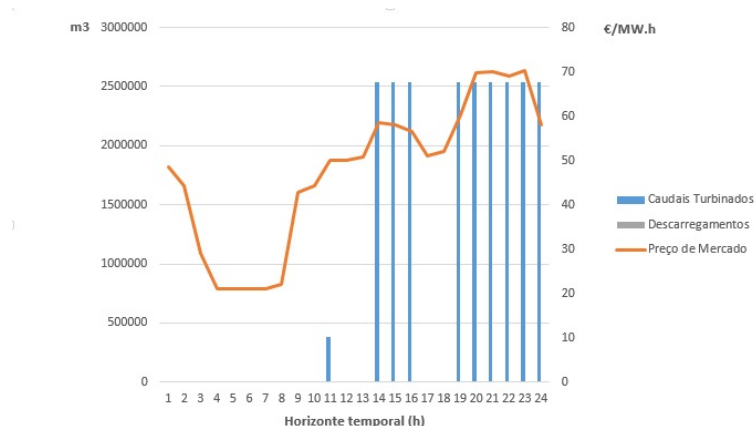


Figura 6.3: Resultados obtidos para o Caso 2 do Modelo 1.

Analisando a Figura 6.3 é possível observar que, em comparação com o Caso 1, a central turbinar durante mais períodos. Isto deve-se ao facto de existir mais água disponível devido às afluições naturais. Os resultados mostram também que a central armazena água nos períodos em que o preço de mercado é mais baixo para depois turbinar nos períodos em que o preço de mercado é mais alto. Na Figura 6.4 são apresentados os mesmos dados da figura anterior mas agora com a representação da variação do volume.

Analisando a Figura 6.4, observa-se que o volume aumenta nas horas em que o preço de mercado é mais baixo, já que a central não turbinar nestes períodos. Nas horas em que o preço de mercado é mais elevado, a central começa a turbinar e o volume vai diminuindo. É ainda possível observar que a central é obrigada a turbinar na hora 11, de maneira a evitar futuros descarregamentos, já que o volume da central poderia atingir o seu valor máximo.

6.2.3 Caso 3

Neste caso as afluições utilizadas são iguais às do Caso 2. No entanto, neste caso passa a ser aplicada uma restrição ao volume final, definindo-se que o volume do último período do horizonte temporal deverá ser igual a 90% do volume inicial.

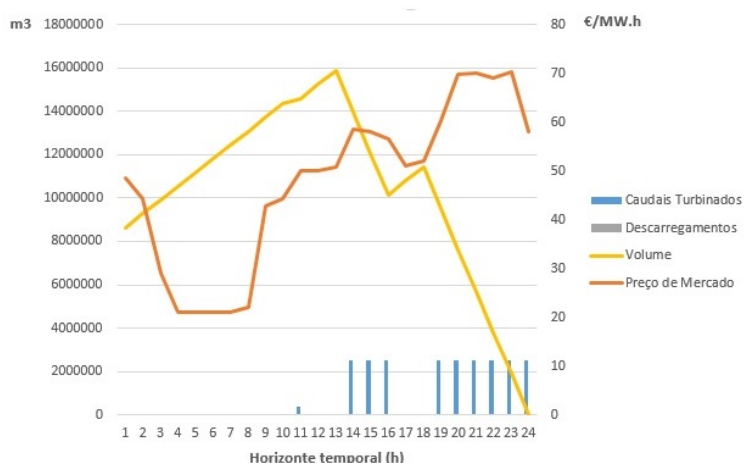


Figura 6.4: Resultados obtidos para o Caso 2 do Modelo 1, com a representação do volume.

Esta restrição é dada pela expressão (6.1).

$$v_{1,24} = v_1^f = 0.9 \times V_{inicial} \quad (6.1)$$

Os resultados obtidos para o Caso 3 são apresentados na Figura 6.5.

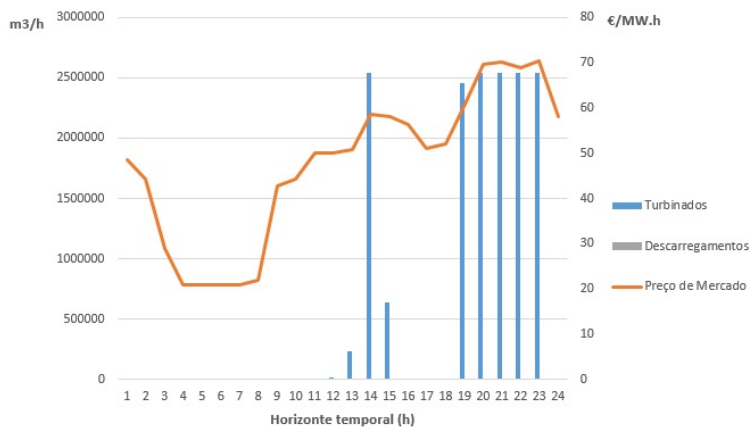


Figura 6.5: Resultados obtidos para o Caso 3 do Modelo 1.

Analisando a Figura 6.6 observa-se que a central armazena água durante os períodos em que o preço de mercado é mais reduzido, para depois turbinar nos períodos em que o preço de mercado é mais elevado. Com a inclusão da restrição do volume final, o volume no último período tem de ser igual a 90% do volume inicial, condição verificada na Figura 6.6.

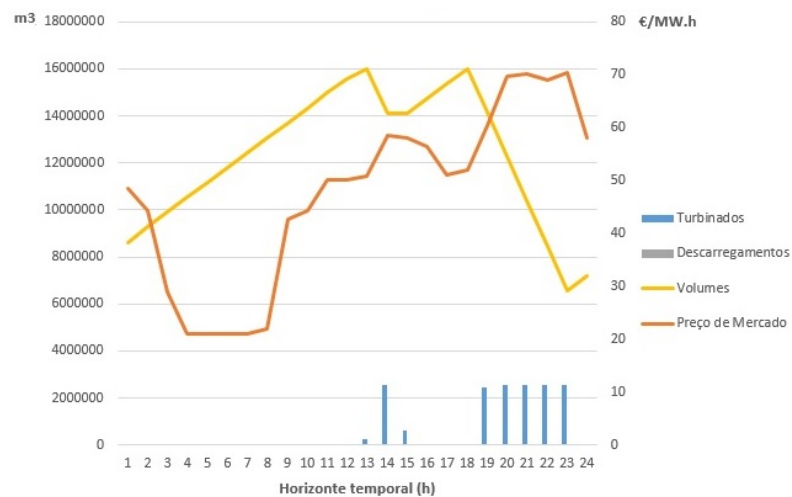


Figura 6.6: Resultados obtidos para o Caso 3 do Modelo 1, com representação do volume.

A Tabela 6.2 apresenta os valores da função objetivo e dos tempos de computação obtidos para estes três casos do Modelo 1.

Tabela 6.2: Valores da função objetivo e dos tempos de computação para o Modelo 1.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Função Objetivo (€)	153 660,1	406 200,1	294 140,2
Tempo de Computação (s)	23,56	17.11	14.72

6.3 Modelo 2

Este modelo é constituído por duas centrais com as características descritas na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Características das centrais utilizadas no Modelo 2.

Central	A	B
Volume máximo (hm^3)	148	106
Volume mínimo (hm^3)	132	84
Volume útil	16	22
Nível máximo de armazenamento (m)	46	96
Nível mínimo de armazenamento (m)	45	92
Caudal máximo de turbinamento (m^3/s)	705	320
Caudal máximo de bombagem (m^3/s)	-	251

A Central B encontra-se a montante de A, tal como se pode observar na Figura 6.7 e é dotada de bombagem. O aumento do número de centrais permite analisar a influência das interligações hidráulicas entre as centrais.



Figura 6.7: Esquema das duas centrais utilizadas no Modelo 2.

6.3.1 Caso 1

Neste caso é usada a restrição do volume expressa em (5.23). Os resultados obtidos para este modelo relativos à central A estão ilustrados na Figura 6.8, e os resultados relativos à central B estão ilustrados nas Figuras 6.9 e 6.10.

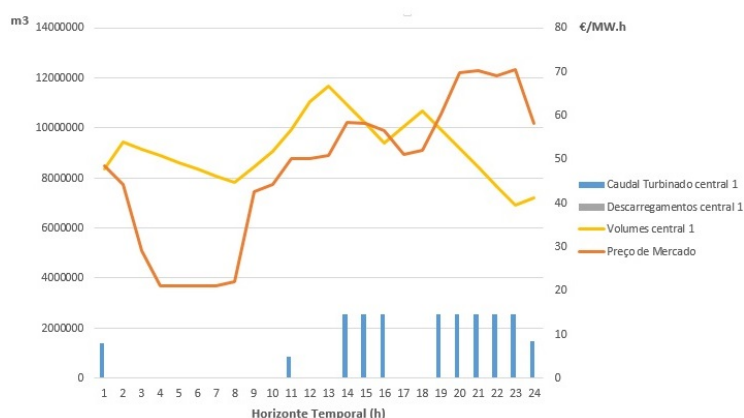


Figura 6.8: Resultados obtidos no Caso 1 do Modelo 2 para a central A.

Analisando a Figura 6.8, observa-se que os períodos em que a central A está a turbinar correspondem aqueles em que o preço de mercado é mais elevado. No entanto, observa-se também que nas horas em que o preço de mercado é mais baixo, o volume da central A diminui. Isto deve-se ao facto de a central B aproveitar estes períodos para bombear água de jusante para montante, diminuindo assim o volume do reservatório da central A. Verifica-se ainda que a restrição do volume final é cumprida.

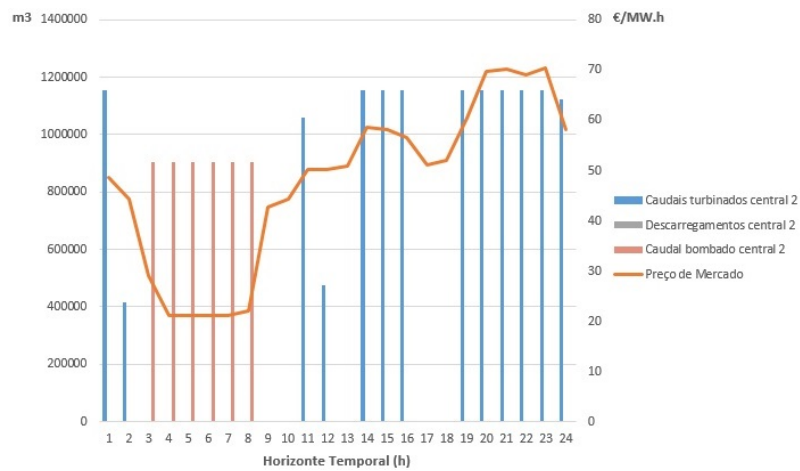


Figura 6.9: Resultados obtidos no Caso 1 do Modelo 2 para a central B.

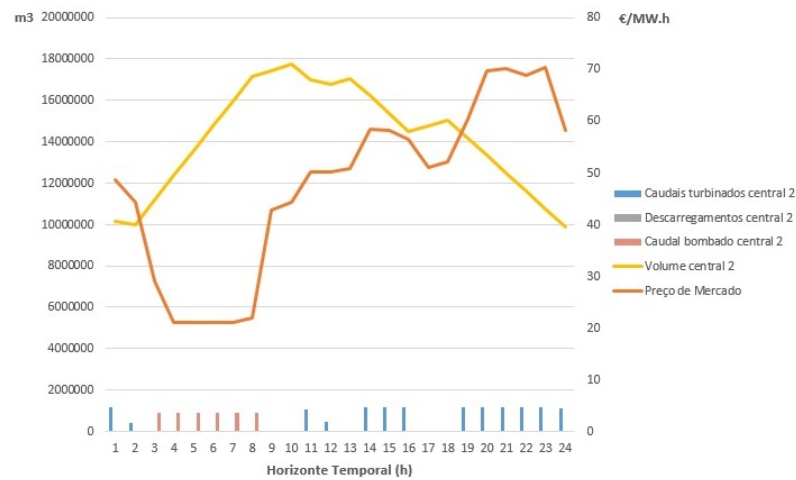


Figura 6.10: Resultados obtidos no Caso 1 para a central B com representação do volume.

Analisando as Figuras 6.9 e 6.10 é possível observar que nos períodos em que o preço de mercado é mais baixo, a central B bomba de forma a aumentar o volume armazenado no seu reservatório. Nos períodos em que o preço de mercado é mais elevado a central turbinava, produzindo eletricidade.

6.3.2 Caso 2

Neste caso a restrição do volume final passou a ser uma restrição de desigualdade, dada pela expressão (5.24), em que se define que o volume final deverá ser maior ou igual a 90% do volume inicial. Os resultados relativos à central A estão representados na Figura 6.11.

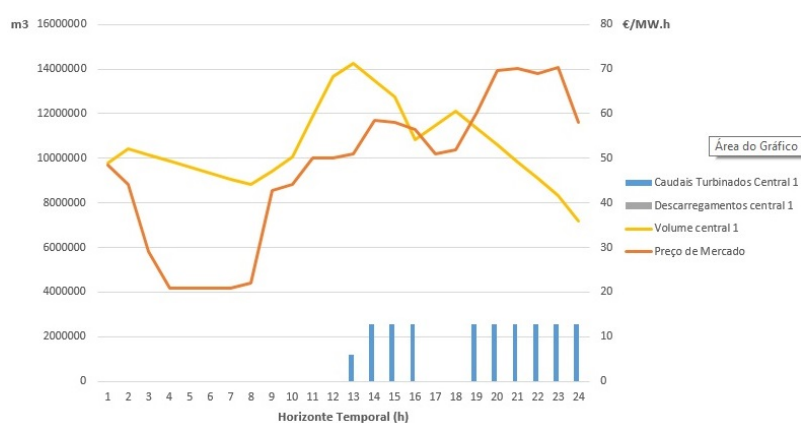


Figura 6.11: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 2 para a central A.

Analisando a Figura 6.11 é possível observar algumas diferenças em relação à Figura 6.8 do Caso 1. No Caso 2 os períodos de turbinagem estão todos concentrados nas horas em que o preço de mercado é superior. Observa-se também que o volume do reservatório da central A diminui nos períodos em que o preço de mercado é mais baixo devido à bombagem realizada pela central B nestes períodos. Os resultados relativos à central B estão ilustrados nas Figuras 6.12 e 6.13.

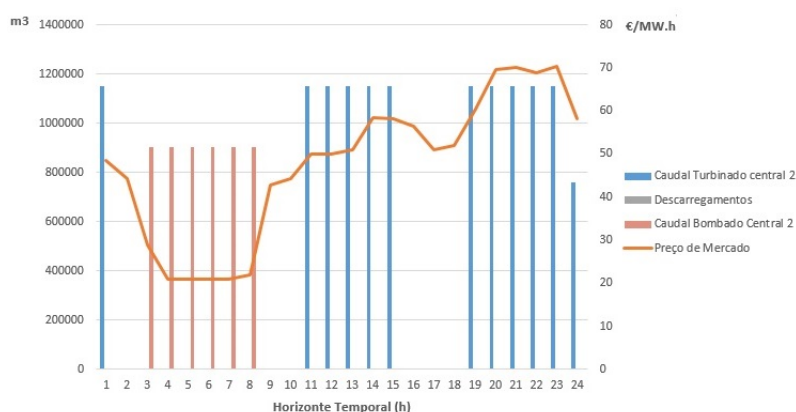


Figura 6.12: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 2 para a central B.

Através da análise destas Figuras é possível observar algumas diferenças no funcionamento da central B em relação ao Caso 1. Apesar dos períodos e dos caudais bombados serem iguais, é possível observar diferenças nos caudais turbinados.

A Tabela 6.4 apresenta os valores correspondentes à função objetivo e aos tempos de computação associados aos dois casos do Modelo 2.

Tabela 6.4: Valores da função objetivo e dos tempos de computação do Modelo 2.

	Caso 1	Caso 2
Função Objetivo (€)	681 424,4	683 062,6
Tempo de Computação (s)	46,44	43,40

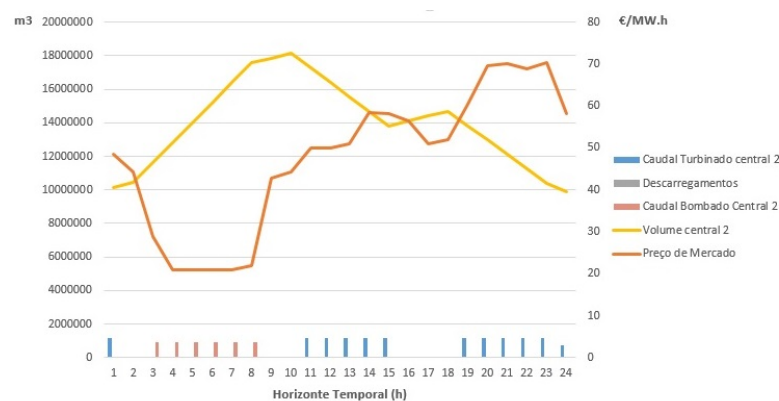


Figura 6.13: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 2 para a central B, com representação do volume.

É possível concluir que a utilização da restrição de igualdade relativa ao volume final, prejudica a otimização do problema devido ao facto de rejeitar muitas soluções de qualidade. A restrição do volume final deve então começar a ser implementada como uma restrição de desigualdade, impondo um limite mínimo ao volume final.

6.4 Modelo 3

Este modelo é constituído por quatro centrais com as características apresentadas na Tabela 6.5.

Tabela 6.5: Características das centrais utilizadas no Modelo 3.

Central	A	B	C	D
Volume máximo (hm^3)	148	106	110	95
Volume mínimo (hm^3)	132	84	94	82
Volume útil (hm^3)	16	22	16	17
Nível máximo de armazenamento (m)	46	96	13	73
Nível mínimo de armazenamento (m)	45	92	12	72
Caudal máximo de turbinagem (m^3/s)	705	320	750	744
Caudal máximo de bombagem (m^3/s)	-	251	-	-

O esquema relativo a estas centrais é apresentada na Figura 6.14.

A restrição do volume final utilizada neste problema corresponde à expressão (5.29), e significa que o volume final do reservatório deverá ser maior ou igual a 95% do volume inicial do reservatório.

Como a função *fmincon* necessita de um ponto inicial para realizar a otimização, neste modelo será analisada a influência que a escolha deste ponto tem na obtenção do resultado final.

Os pontos iniciais testados são apresentados na Tabela 6.6:

Os resultados obtidos para cada ponto inicial relativos aos valores da função objetivo e ao tempo de computação são apresentados na Tabela 6.7.

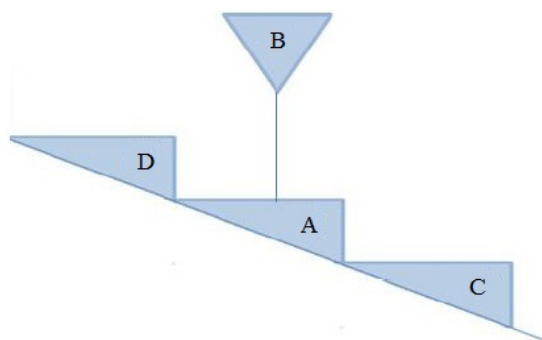


Figura 6.14: Esquema das quatro centrais utilizadas no Modelo 3.

Analisando os dados das Tabelas 6.6 e 6.7, é possível concluir que a escolha do ponto inicial tem uma grande influência no resultado final obtido, afetando o valor final da função objetivo e o tempo de computação associado. Dos cinco pontos testados o ponto 4 foi o que apresentou um valor da função objetivo mais elevado, embora tenha apresentado também o segundo tempo de computação mais elevado. Os resultados obtidos para este ponto são então ilustrados nas Figuras 6.15 a 6.19.

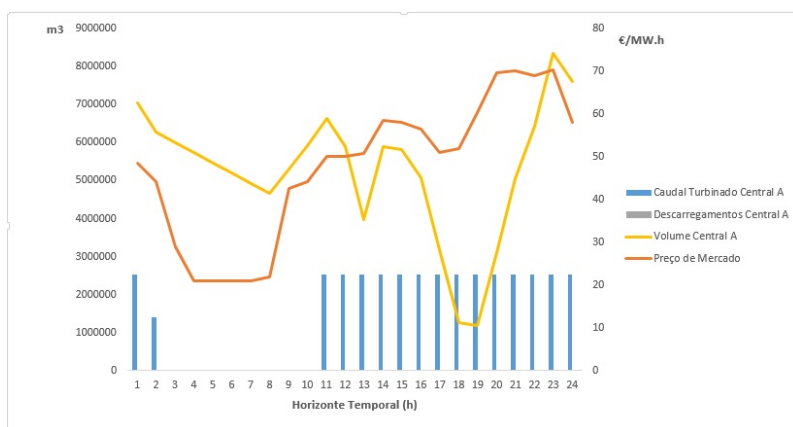


Figura 6.15: Resultados obtidos para a Central A no Modelo 3.

Tabela 6.6: Pontos iniciais testados no Modelo 3.

	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
v_{ik}	$(v_{util,i})/2$	$(v_{util,i})/2$	$(v_{util,i})/2$	$(v_{util,i})/2$	$(v_{util,i})/2$
qt_{ik}	$qt_{max,i}$	0	0	$qt_{max,i}$	$qt_{max,i}$
qb_{ik}	0	$qb_{max,i}$	0	1	$qb_{max,i}$
s_{ik}	0	0	0	0	0

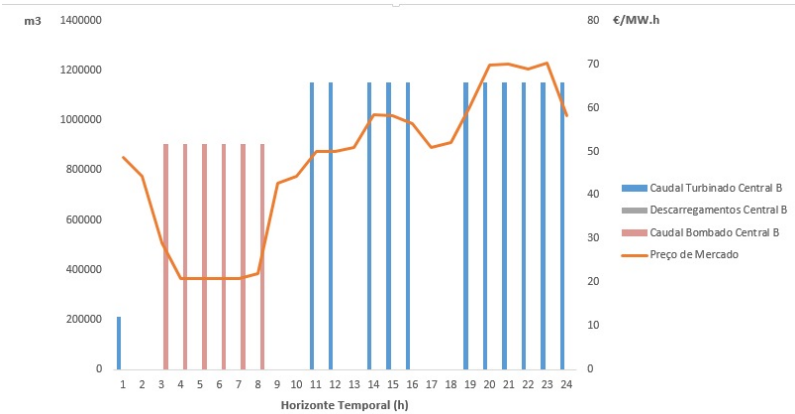


Figura 6.16: Resultados obtidos para a Central B no Modelo 3.

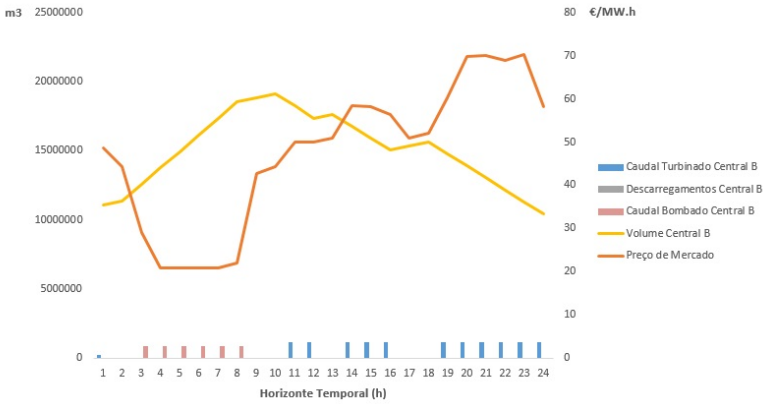


Figura 6.17: Resultados obtidos para a Central B no Modelo 3, com representação do volume.

Tabela 6.7: Resultados obtidos para os pontos iniciais no Modelo 3.

	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
Função Objetivo (€)	1 371 428	1 260 061	1 339 338	1 372 399	1 349 387
Tempo de Computação (s)	760,39	142,03	188,76	699,58	266,91

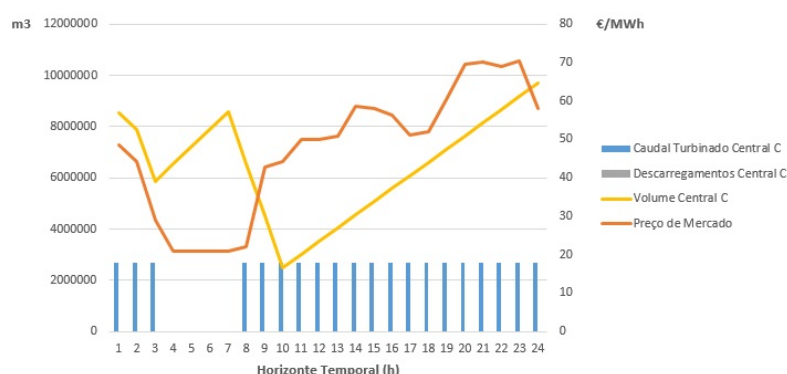


Figura 6.18: Resultados obtidos para a Central C no Modelo 3.

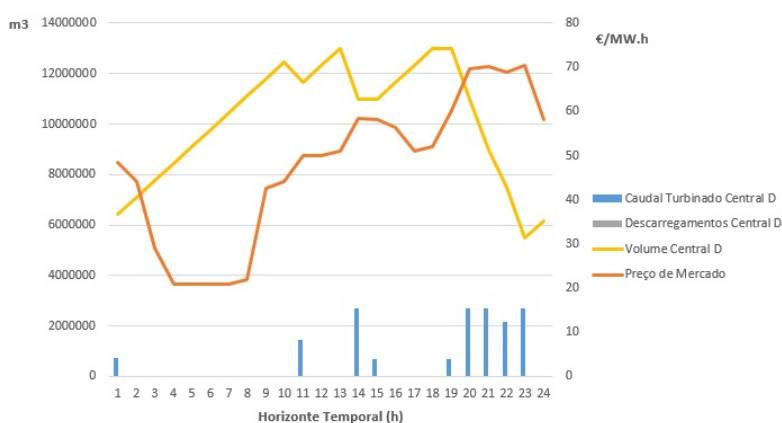


Figura 6.19: Resultados obtidos para a Central D no Modelo 3.

Analisando as Figuras é possível verificar a influência que as ações de operação das centrais têm na variação do volume das centrais a que estão interligadas. Observa-se que nos períodos em que a central B está a bombear, o volume da central A diminui. É também possível verificar que da hora 11 até à hora 24 a central A turbinava sempre ao máximo, no entanto durante as horas 17 e 18 deixa de receber a água turbinada pela central B e pela central D, já que estas deixam de turbinar, e o seu volume desce rapidamente.

A central C encontra-se quase sempre a turbinar, excepto nos períodos de vazio. No entanto, a partir da hora 11 o seu volume cresce rapidamente devido ao facto de começar a receber a água turbinada pela central A e de ter afluências naturais.

A central D tem apenas afluências naturais, pelo que turbinava nas horas em que o preço de mercado é mais elevado, cumprindo a restrição do volume final.

6.5 Modelo 4

Este modelo é constituído por 8 centrais e corresponde a uma adaptação da cascata do Douro Nacional. As características das centrais utilizadas são apresentadas na Tabela 6.8.

Tabela 6.8: Características das centrais utilizadas no Modelo 4.

Central	A	B	C	D	E	F	G	H
Volume máximo (hm^3)	148	106	110	95	97	216	83	31
Volume mínimo (hm^3)	132	84	94	82	85	156	71	25
Volume útil (hm^3)	16	22	16	17	12	60	12	6
Nível máximo de armazenamento (m)	46	96	13	73	104	220	125	250
Nível mínimo de armazenamento (m)	45	92	12	72	103	211	124	245
Caudal máximo de turbinagem (m^3/s)	705	320	750	744	550	210	500	120
Caudal máximo de bombagem (m^3/s)	-	251	-	-	-	162	-	-

O esquema das centrais utilizadas neste modelo está representado na Figura 6.20.

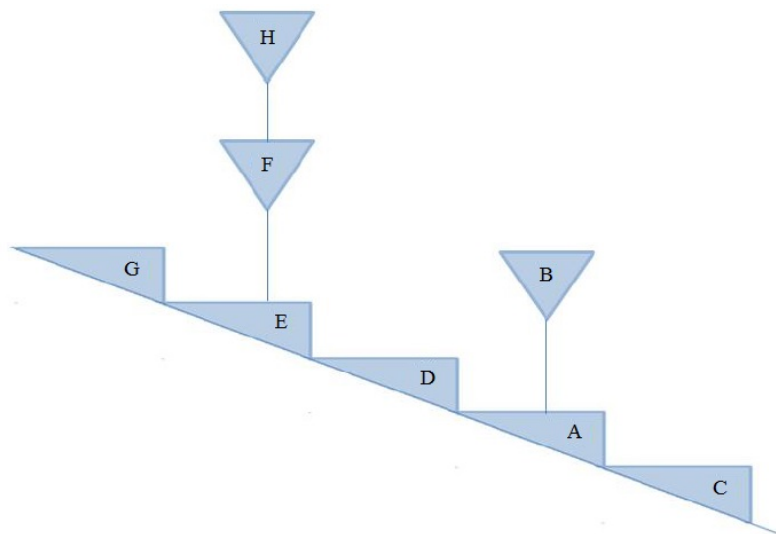


Figura 6.20: Esquema das oito centrais utilizadas no Modelo 4.

A restrição do volume final continua a ser dada pela expressão (5.29), em que o volume final deverá ser igual ou superior a 95% do volume inicial.

6.5.1 Caso 1

O ponto inicial, corresponde neste caso ao ponto 4 indicado na Secção 6.4, cujo valor da função objetivo foi o mais elevado. Este ponto inicial apresenta as características da Tabela 6.9.

Tabela 6.9: Características do ponto inicial utilizado no Caso 1 do Modelo 4.

	Ponto Inicial
v_{ik}	$(v_{util,i})/2$
qt_{ik}	$qt_{max,i}$
qb_{ik}	1
s_{ik}	0

Apesar deste ter sido o melhor ponto inicial no Modelo 3, neste caso a função *fmincon* não conseguiu convergir para uma solução, o que demonstra mais uma vez, a influência que a escolha do ponto inicial tem na solução deste problema de otimização.

6.5.2 Caso 2

No Caso 2 o ponto inicial escolhido corresponde ao ponto 1 indicado na Secção 6.4, cujo valor da função objetivo foi o segundo mais elevado. Este ponto inicial apresenta as características indicadas na Tabela 6.10.

Tabela 6.10: Características do ponto inicial utilizado no Caso 2 do Modelo 4.

Ponto Inicial	
v_{ik}	$(v_{util,i})/2$
qt_{ik}	$qt_{max,i}$
qb_{ik}	0
s_{ik}	0

Com este ponto inicial a função *fmincon* conseguiu convergir para uma solução. Os resultados obtidos para cada central encontram-se ilustrados na Figura 6.21 à Figura 6.30.

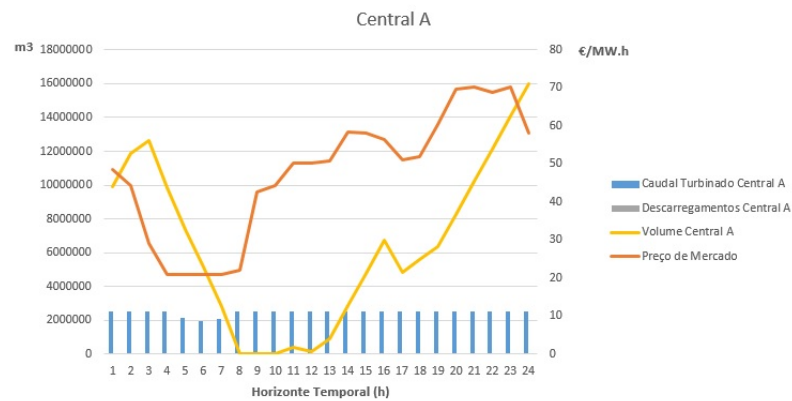


Figura 6.21: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central A.

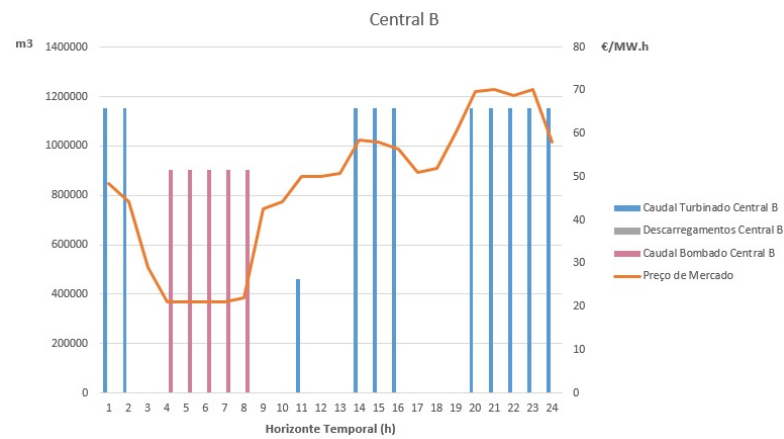


Figura 6.22: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central B.

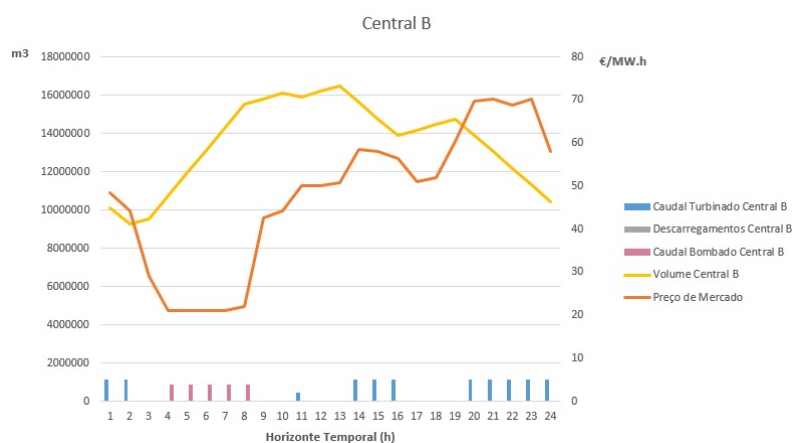


Figura 6.23: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central B, com representação do volume.

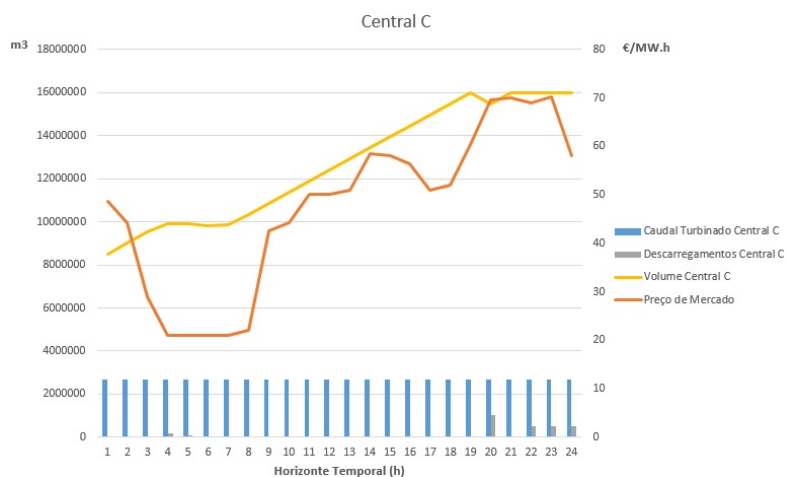


Figura 6.24: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central C.

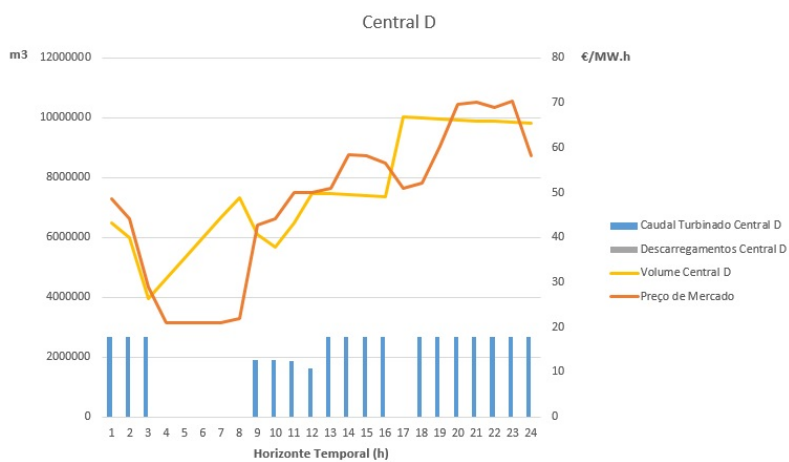


Figura 6.25: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central D.

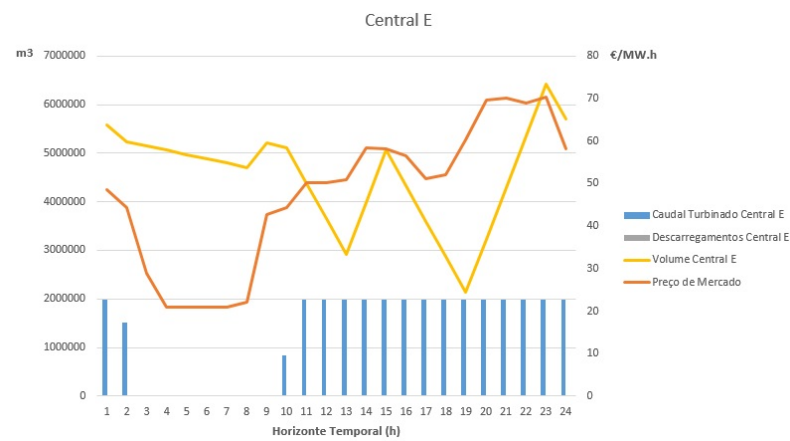


Figura 6.26: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central E.

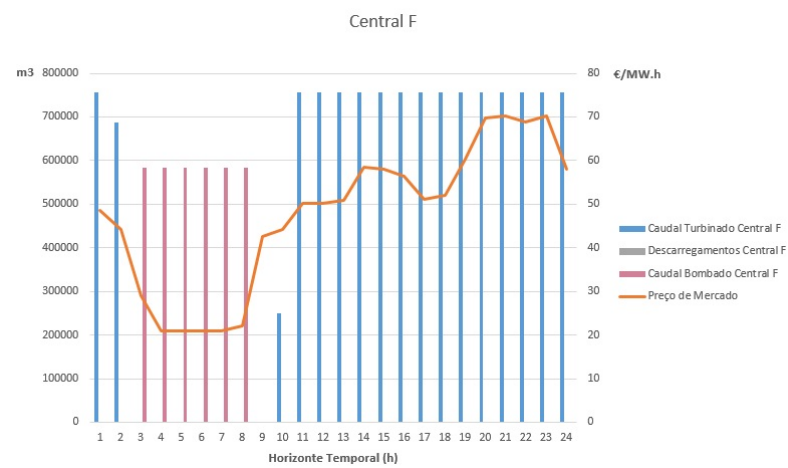


Figura 6.27: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central F.

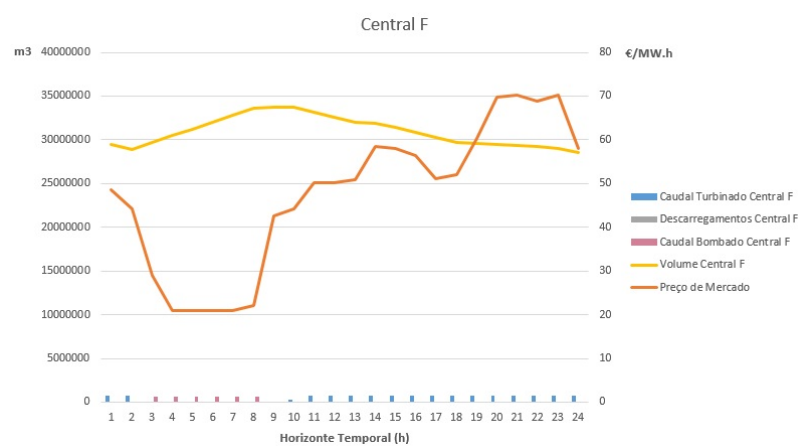


Figura 6.28: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central F, com representação do volume.

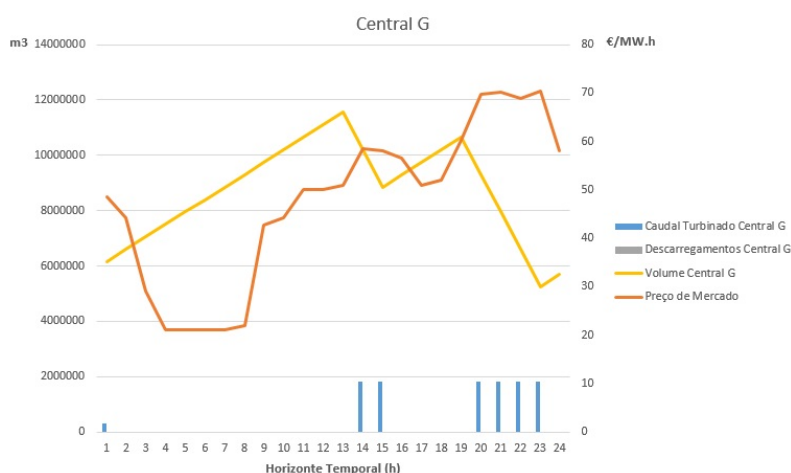


Figura 6.29: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central G.

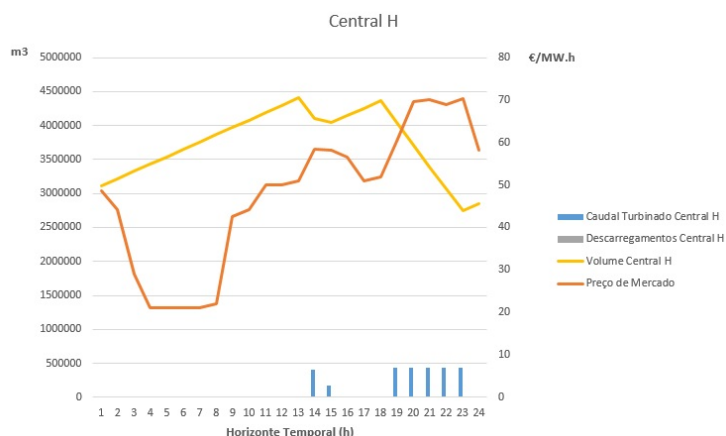


Figura 6.30: Resultados obtidos no Caso 2 do Modelo 4 para a central H.

Analisando as Figuras observa-se que as centrais B e F, que são as centrais dotadas de bombagem, aproveitam os períodos de vazio onde o preço de mercado é mais baixo, para bombear a água. Nos períodos em que o preço de mercado é mais elevado, estas centrais turbinam a água.

A central A encontra-se sempre a turbinar. No entanto observa-se que nos períodos de vazio o seu volume desce rapidamente chegando a atingir o valor zero. Isto deve-se ao facto de nos períodos de vazio a central A deixar de receber a água turbinada por B e por D, e ainda pelo facto de a central B bombear água do reservatório de A para o seu reservatório.

A central C está sempre a turbinar porque para além das suas afluências naturais, recebe a água turbinada pela central A que, tal como já foi referido, também se encontra sempre a turbinar. É ainda de salientar que o volume da central C chega a atingir o seu limite máximo, sendo necessário realizar alguns descarregamentos nos períodos finais devido ao excesso de água.

As centrais D, E, G e H não sendo dotadas de bombagem, aproveitam os períodos em que o preço de mercado é mais elevado para produzir eletricidade.

Os resultados relativos aos valores da função objetivo e do tempo de computação para o Caso 2 do Modelo 4 são apresentados na Tabela 6.11.

Tabela 6.11: Valores da função objetivo e dos tempos de computação para o Caso 2 do Modelo 4.

	Caso 2
Função Objetivo (€)	3 069 713,5
Tempo de Computação (s)	31251,73

6.5.3 Caso 3

Neste Caso o ponto inicial foi alterado para o ponto inicial 3 utilizado no Modelo 3. Este foi um dos pontos com o tempo de computação mais baixo e o seu teste serve para verificar se o modelo converge para alguma solução de boa qualidade e para analisar o seu tempo de computação.

Os resultados obtidos relativos aos valores da função objetivo e ao tempo de computação são apresentados na Tabela 6.12.

Tabela 6.12: Valores da função objetivo e dos tempos de computação para o Caso 3 do Modelo 4.

	Caso 2
Função Objetivo (€)	3 070 231,4
Tempo de Computação (s)	10632,17

Comparando o Caso 2 e o Caso 3 é possível concluir que para um ponto inicial diferente, o tempo de computação diminuiu consideravelmente e o valor da função objetivo foi muito idêntico.

Apesar dos resultados serem muito próximos em relação aos apresentados na Secção 6.5.2, as Figuras 6.31 a 6.40 apresentam os valores agora obtidos.

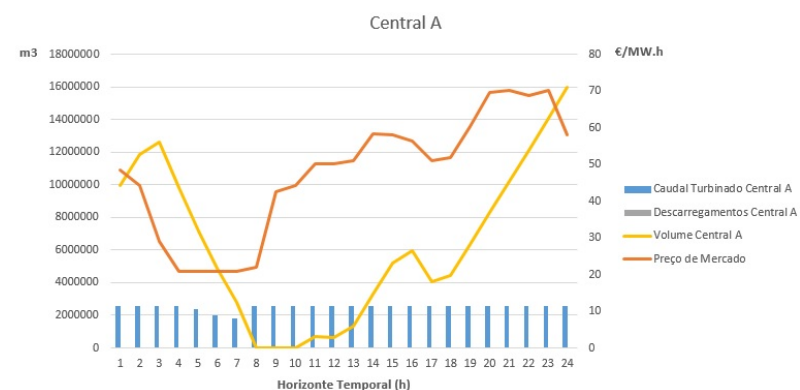


Figura 6.31: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central A.

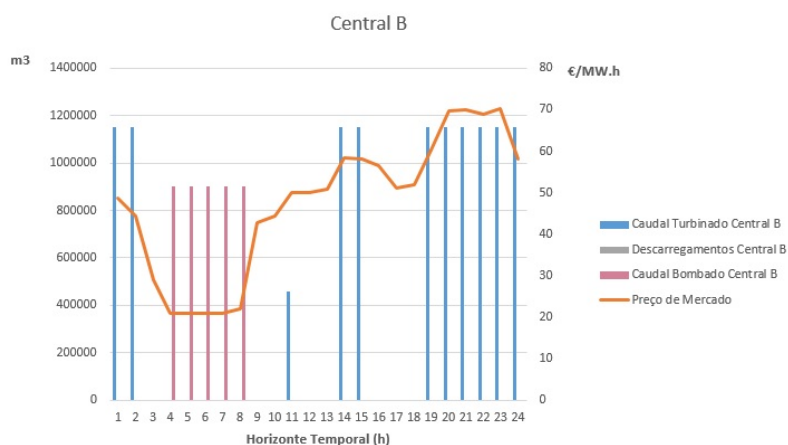


Figura 6.32: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central B.

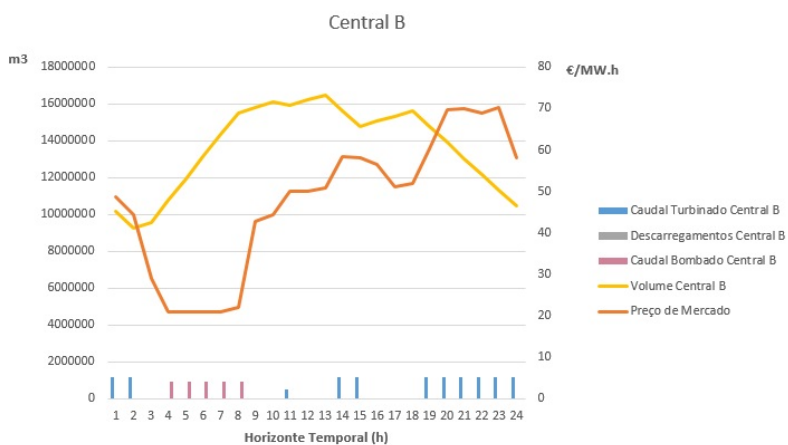


Figura 6.33: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central B, com representação do volume.

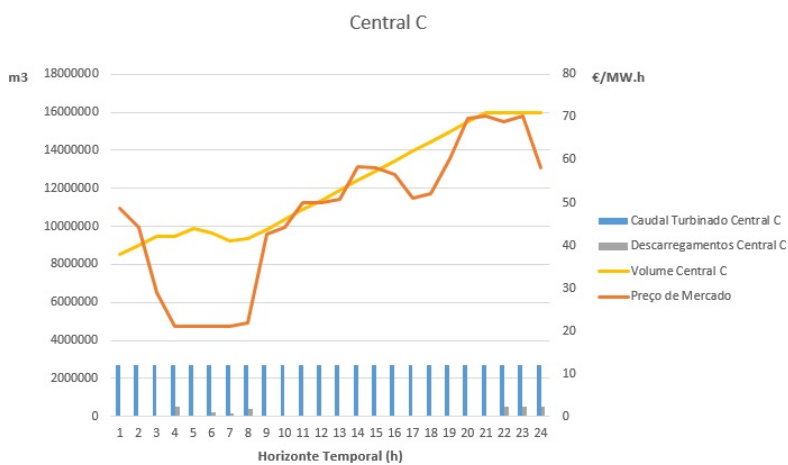


Figura 6.34: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central C.

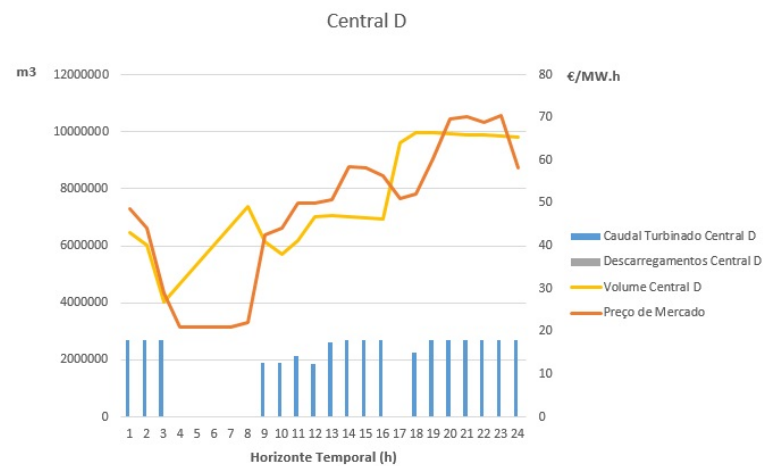


Figura 6.35: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central D.

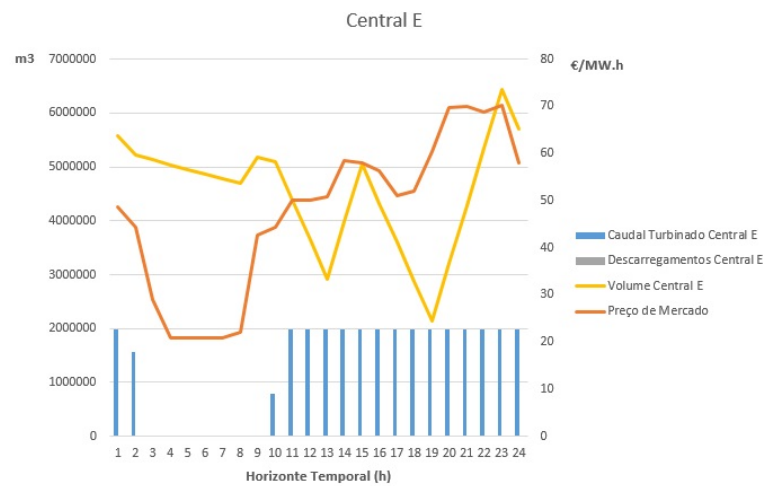


Figura 6.36: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central E.

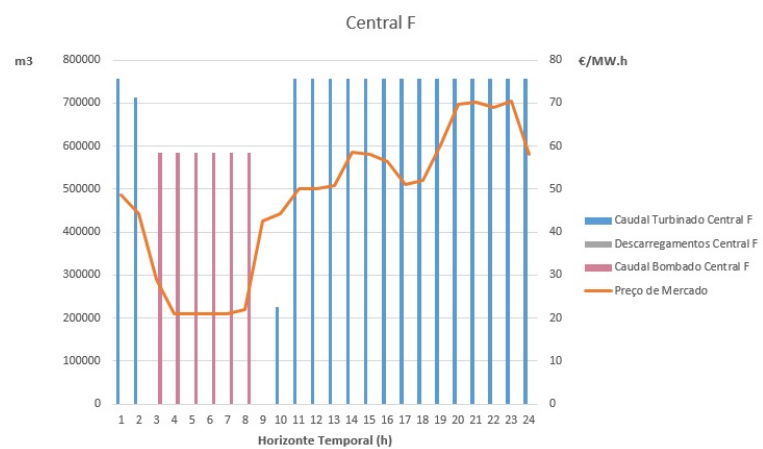


Figura 6.37: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central F.

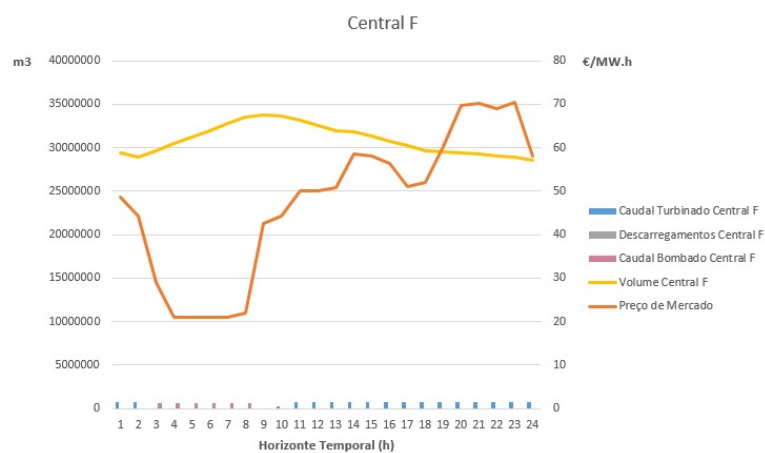


Figura 6.38: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central F, com representação do volume.

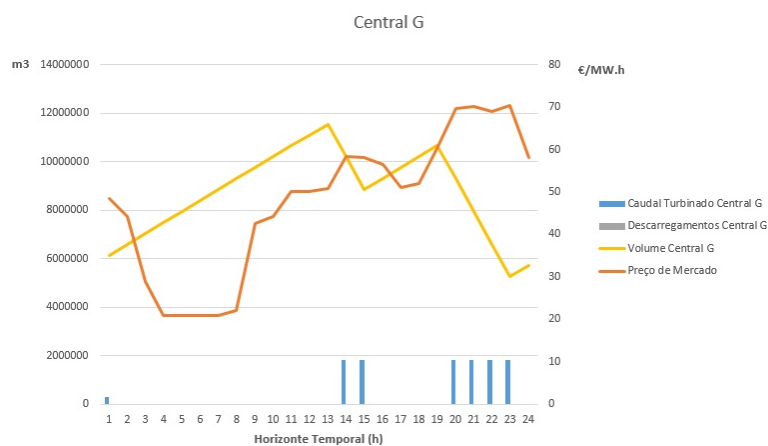


Figura 6.39: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central G.

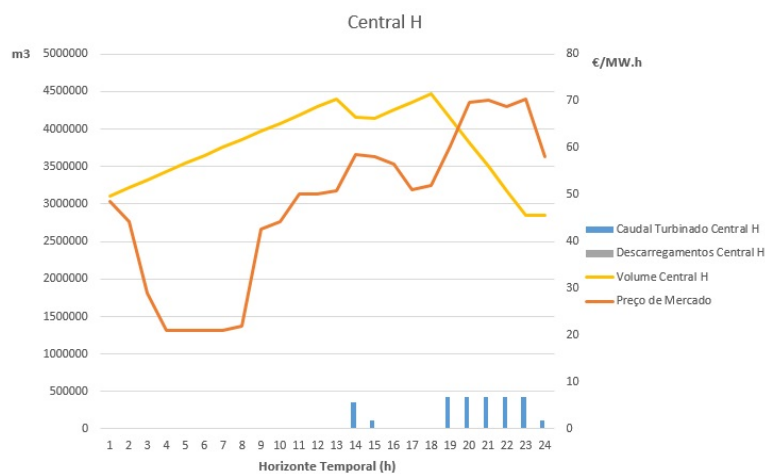


Figura 6.40: Resultados obtidos no Caso 3 do Modelo 4 para a central H.

Analisando estas Figuras observa-se que a central A apresenta exatamente o mesmo comportamento que no Caso 2, turbinando em todos os períodos, e o seu volume tal como no caso anterior, diminui rapidamente nos períodos em que o preço de mercado é mais baixo chegando a atingir o valor zero. Isto deve-se ao facto de nestes períodos as afluências da central A que estão relacionadas com a água turbinada pelas centrais B e D serem nulas, e a central B aproveitar estes períodos para bombear a água do reservatório de A para o seu reservatório.

A central B aproveita os períodos de vazio para bombear a água, e aproveita os períodos em que o preço de mercado é mais elevado para turbinar. A única diferença relativamente ao Caso 2 é que a central não turbinar na hora 16 e passa a turbinar na hora 19. Assinala-se que nas horas 16 e 19 os preços de mercado são próximos pelo que esta alteração não modifica de forma significativa o valor da função objetivo.

A central C turbinar durante todos os períodos, já que para além das suas afluências naturais, recebe também a água turbinada pela central A, que se encontra sempre a turbinar. Tal como no Caso 2, a central é obrigada a fazer descarregamentos de maneira a evitar que o seu limite máximo de armazenamento seja ultrapassado.

A central F apresenta o mesmo comportamento que no Caso 2, aproveitando os períodos de vazio para bombear a água e os períodos em que o preço de mercado é mais elevado para turbinar.

As centrais D, E, G e H apresentam um comportamento muito idêntico ao do Caso 2, aproveitando os períodos em que o preço de mercado é mais elevado para turbinar.

Este modelo foi também testado para um horizonte temporal de 168 horas (uma semana), de maneira a verificar se a função *fmincon* era capaz de encontrar uma solução para este problema. Conclui-se então que a função *fmincon* não conseguiu convergir para nenhuma solução para um horizonte temporal de uma semana.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

7.1 Conclusões Finais

A reestruturação do setor elétrico e o desenvolvimento dos Mercados de Eletricidade levou à modificação da forma de atuação das empresas, passando-se assim de uma lógica de minimização de custos para uma lógica de maximização do benefício social proveniente da utilização de energia elétrica.

A competitividade resultante da liberalização do mercado obriga a que a gestão dos recursos seja feita de uma forma mais eficiente, sendo utilizadas ferramentas de apoio à decisão de maneira a aumentar esta eficiência.

A otimização da operação de aproveitamentos hídricos tem sido um tema bastante estudado nos últimos anos, já que apesar destas centrais apresentarem custos de produção quase nulos, estão associados a grandes investimentos que devem ser amortizados no menor período de tempo possível.

O objetivo deste trabalho consistiu em verificar se a metodologia desenvolvida permite obter uma boa otimização da operação de um conjunto de centrais hídricas, analisando assim se a função *fmincon* do MatLab é uma ferramenta viável na resolução deste tipo de problemas.

Assim, tendo em conta os resultados obtidos no Capítulo 6 conclui-se que a função *fmincon* é capaz de resolver o problema de otimização da exploração a curto prazo de centrais hídricas, obtendo soluções de qualidade. No entanto, este método apresenta elevados tempos de computação à medida que o número de centrais aumenta e à medida que o problema é mais complexo, convergindo muitas vezes para ótimos locais. O facto de necessitar de um ponto inicial tem uma grande influência nos resultados finais obtidos. O modelo também não é capaz de lidar com horizontes temporais mais alargados tendo-se verificado, por exemplo, que o Modelo 4 correspondente à cascata do Douro Nacional não se conseguia analisar com esta função, se o período temporal fosse de 168 horas, 1 semana.

A aplicação desenvolvida considera as principais características do problema, tais como, a relação não linear entre a potência, a altura de queda e o caudal, as afluências naturais e as interligações hidráulicas entre os aproveitamentos, conseguindo constituir uma aproximação fidedigna

da realidade. Teve-se especial atenção à automatização do método, sendo possível ao utilizador definir o número de aproveitamentos, o número de períodos temporais a considerar e se pretende incorporar ou não uma restrição do volume final.

Tendo em conta os resultados obtidos é então possível apresentar as seguintes conclusões gerais:

- as soluções obtidas mostram que o método opta pelas horas em que o preço de mercado é mais elevado para produzir eletricidade, e que opta pelas horas em que o preço de mercado é mais baixo para realizar bombagem;
- os caudais bombados e turbinados apresentam quase sempre o seu valor máximo;
- as afluências naturais alteram consideravelmente a solução ótima;
- a função *fmincon* é capaz de realizar uma boa otimização para um ou dois aproveitamentos hidroelétricos interligados. No entanto, à medida que este número de aproveitamentos aumenta a função *fmincon* converge com frequência para ótimos locais.

7.2 Propostas de Desenvolvimento Futuro

Tendo em conta o estudo realizado é possível identificar alguns aspetos que seriam interessantes de analisar futuramente, destacando-se os seguintes:

- desenvolver um aplicação que, baseada na função *fmincon*, seja capaz de identificar e evitar ótimos locais;
- incluir um processo iterativo nesta formulação que, partindo de um conjunto de quedas iniciais, seja capaz de calcular a altura de queda em cada iteração, não considerando assim um valor médio para o nível a jusante;
- considerar os aproveitamentos hídricos como "*price makers*" em vez de "*price takers*", considerando que a produção das centrais influencia o preço de mercado;
- verificar a influência que os custos de arranque das centrais têm na obtenção da solução.

Para finalizar, agradeço novamente ao Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva e ao Eng. José Carlos Sousa, esperando que este trabalho possa ser útil à EDP Produção.

Anexo A

Anexos

A.1 Anexo A - Preços de Mercado

Tabela A.1: Preços de mercado para um horizonte temporal de 24 horas.

Hora	Preço Mercado (€/MW.h)
1	48.57
2	44.25
3	29
4	21
5	21
6	21
7	21
8	22.01
9	42.67
10	44.25
11	50.1
12	50.1
13	50.9
14	58.48
15	58.1
16	56.45
17	51.02
18	52
19	60.32
20	69.69
21	70.11
22	68.91
23	70.33
24	58.1

A.2 Anexo B - Características das centrais

Tabela A.2: Características das centrais utilizadas

Central		A	B	C	D	E	F	G	H
Volume máximo v_{max}	(hm ³)	148	106	110	95	97	216	83	31
Volume mínimo v_{min}	(hm ³)	132	84	94	82	85	156	71	25
Volume útil v_{util}	(hm ³)	16	22	16	17	12	60	12	6
Nível máximo de armazenamento na^{max}	(m)	46	96	13	73	104	220	125	250
Nível mínimo de armazenamento na^{min}	(m)	45	92	12	72	103	211	124	245
Caudal máximo de Turbinagem qt^{max}	(m ³ /s)	705	320	750	744	550	210	500	120
Caudal máximo de Bombagem qb^{max}	(m ³ /s)	-	251	-	-	-	162	-	-
Queda Nominal de Turbinamento h_{nt}	(m)	33	50	11	27	30	116	21	30
Queda Nominal de Bombagem h_{nb}	(m)	33	50	11	27	30	116	21	30
Rendimento Turbinamento μ_t	(%)	91	88	86	92	92	88	90	89
Rendimento de Bombagem μ_b	(%)	-	92	-	-	-	92	-	-
Perda de Carga de Turbinamento Δh_t	(m)	1,0	1,0	0,3	1,0	0,8	3,0	0,7	0,8
Acréscimo de Carga de Bombagem Δh_b	(m)	-	0,8	-	-	-	3,0	-	-
Coefficiente de Bombagem δ		-	5,38	-	-	-	0,35	-	-
Nível Médio de Jusante ξ	(m)	13	46	2	46	73	104	104	220
Potência P	(MW)	201	136	65	174	145	205	90	31
Afluências Naturais a_{ik}	(m ³ /s)	176,25	80	187,5	186	137,5	52,5	125	30

Referências

- [1] J. P. Tomé Saraiva, J. L. P. Pereira da Silva, e M. T. Ponce de Leão. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. 1ª edição, 2002.
- [2] L. B. da Cruz. A liberalização do sector da energia, o MIBEL e o OMIP. 23 de janeiro de 2008.
- [3] OMIE. Mercado intradiário. Disponível em <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-ini>.
- [4] José C. V. Sousa. Estimativa da remuneração de centrais hídricas em mercados de eletricidade. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [5] Joana F. F. Marrucho. Gestão a Curto Prazo de Aproveitamentos Hídricos em Ambiente de Mercado. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [6] EDP. Novas barragens. Disponível em http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/empreendimento_type.php?e_type=nb.
- [7] EDP. Reforços de potência. Disponível em http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/empreendimento_type.php?e_type=rp.
- [8] ERSE. Eletricidade. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/Paginas/default.aspx>.
- [9] ERSE. Missão. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/aerse/missao/Paginas/default.aspx>.
- [10] EDP. Sistema elétrico nacional. Disponível em <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>.
- [11] EDP. Comercializador de Último recurso. Disponível em <http://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/ComercializadordeUltimoRecurso.aspx>.
- [12] J. P. Tomé Saraiva. Organização de mercados de mercados de eletricidade, 2014.
- [13] MIBEL. MIBEL. Disponível em <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67>.
- [14] OMIP. MIBEL. Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>.

- [15] OMIP. OMIP. Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>.
- [16] OMIP. OMIE. Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/OMIE/tabid/71/language/pt-PT/Default.aspx>.
- [17] MIBEL. Eletricidade. Disponível em <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&id=28&lang=pt>.
- [18] ERSE. Mercado diário. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>.
- [19] OMIE. Mercado diário. Disponível em <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-productos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di>.
- [20] ERSE. Mercado a prazo. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>.
- [21] Carlos A.P.C.A. Guerreiro. Otimização da exploração de centrais hídricas em ambiente de mercado, considerando o impacto nos preços. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [22] José R. R. P. Ferreira e António M. Moura e Manuel A.C.C. Matos e Vladimiro H.B.P. Miranda. Produção de energia, 2008.
- [23] MathWorks. *fmincon*. Disponível em <http://www.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>.
- [24] OMIE. Mercado de eletricidade. Disponível em <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-productos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in>.
- [25] André S. C. Pacheco. Otimização da exploração de centrais hídricas utilizando EPSO, em ambiente de mercado. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.
- [26] Gil S. Sampaio. Optimização da exploração de centrais hídricas utilizando algoritmos genéticos, em ambiente de mercado. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [27] Bruno P. C. R. Santos. Optimização da exploração de centrais hídricas utilizando algoritmos genéticos, em ambiente de mercado. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.
- [28] Nuno B. F. Silva. Optimização horária da gestão de recursos hídricos, usando uma meta-heurística, em ambiente de mercado. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [29] João P. S. Catalão. Planeamento operacional de curto prazo de sistemas de energia hidroeléctricos. Tese de mestrado, Instituto Superior Técnico, 2003.

- [30] Expresso. Renováveis estão a reduzir dependência energética de Portugal. Disponível em <http://expresso.sapo.pt/renovaveis-estao-a-reduzir-dependencia-energetica-de-portugal=f811581>.
- [31] EDP. PNBEPH - programa nacional de barragens com elevado potencial hidroeléctrico. Disponível em http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais_melhor_energia/programa_nacional_barragens.php.
- [32] *MathWorks*. Constrained nonlinear optimization algorithms. Disponível em <http://www.mathworks.com/help/optim/ug/constrained-nonlinear-optimization-algorithms.html>.
- [33] Ângela M. E. Silva. Otimização numérica termo-económica de um sistema de cogeração. Tese de mestrado, Universidade do Minho, 2003.